THE CANADA OIL AND GAS LANDS ADMINISTRATION

ANNUAL REPORT

1984

TABLE OF CONTENTS

85-6702/

Ministers' Messages	2
The Canada Lands Map	4
Highlights of 1984	6
Corporate Profile	7
Exploration Activity and Results	9
Development Activity and Production	11
Land Management	13
Occupational Safety	15
Environmental Protection	17
Canada Benefits	20
Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board	22
The Canada-Newfoundland Negotiations	23
Gulf of Maine Boundary Dispute	23
Regional Statistical Summary	
The Canada Lands	26
Mainland Territories	30
Mackenzie Delta–Beaufort Sea	32
Arctic Islands–Eastern Arctic Offshore	34
Hudson Bay	36
Grand Banks and Labrador Sea	38
Nova Scotia Offshore	40
COGLA Offices	

This report is submitted to the Parliament of Canada in accordance with Section 73 of the Canada Oil and Gas Act

Aussi disponible en français

© Minister of Supply and Services Canada 1985

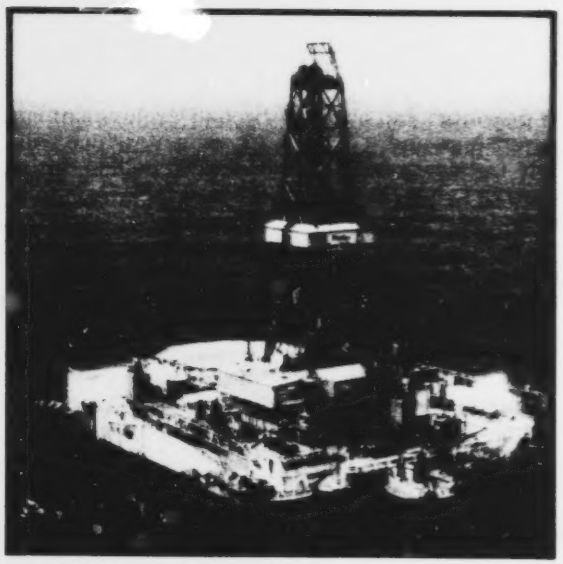
Cat. No. M 97-1984E

ISBN 0-662-13600-4

Cover photo courtesy of Esso Resources Canada Ltd.

THE CANADA OIL AND GAS LANDS ADMINISTRATION

ANNUAL REPORT 1984



I am honoured to submit to Parliament the third annual report of the Canada Oil and Gas Lands Administration.

A basic premise shared by the Government of Canada and the oil and gas industry is that only a vital, thriving energy sector can serve as an engine for economic growth in Canada.

With this in mind, I have travelled across Canada to consult with all elements of this essential industry on how best to catalyze this 'engine'.

The prognosis is very positive, not only for the conventional resources in the provinces, but also for the offshore and onshore frontier areas in the Canada Lands. In the North and East Coast offshore, there is a growing optimism that development is no longer a dream for the future, but a fast approaching reality.

As this annual report indicates, a huge investment has been made in exploration activity on the Canada Lands and the best prospects are being evaluated. Exploration must continue, but we are also on the verge of important development projects.

A healthy environment for activity on the Canada Lands requires the full cooperation of the federal and provincial governments. During 1984, great strides were made in establishing an offshore management regime with Newfoundland. In June, Mr. Mulroney, then Leader of the Opposition, signed an agreement in principle with Premier Brian Peckford, making detailed commitments on what he would do if elected.

After the election in September, I initiated extensive discussions with my counterpart in Newfoundland and his officials. (These negotiations led to the February 11, 1985 signing of the Atlantic Accord, a Memorandum of Understanding between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador on offshore oil and gas management and revenue sharing. This falls outside the period of this report.)

In Nova Scotia, I was pleased to join my provincial counterpart in signing the Canada-Nova Scotia Development Fund Agreement, which will provide $200 million during the next four years to help in building the infrastructure necessary for offshore development. At the same time, I approved the first four projects under that agreement – which is an integral part of the Canada-Nova Scotia offshore legislation approved by Parliament and the Nova Scotia Legislature in 1984.

The Government is reviewing the recommendations of the *Royal Commission on the* Ocean Ranger *Marine Disaster,* Report One, which was released in 1984. COGLA in the year under review was responsible for safety regulations in the offshore and onshore Canada Lands and had already incorporated many of the Royal Commission's recommendations into guidelines and draft regulations.

In December, the Minister of National Defence and I announced further increases to search and rescue capability on the Grand Banks, notably through the addition of new fixed wing aircraft, and the forward deployment of helicopters. The National Defence Search and Rescue capability is complemented by industry, as agreed with COGLA as part of the guidelines for offshore drilling.

While exploration and development on the Canada Lands are priorities, they can only be pursued with full regard for the safety of workers and the protection of the environment.

The exploration and development of our resources on the Canada Lands will proceed safely and productively. In the continuing spirit of cooperation with the provinces and territories, and in close consultation with the industry, we are optimistic about the future.

Pat Carney

Pat Carney

I am pleased to join with the Honourable Pat Carney, Minister of Energy, Mines and Resources, in the submission of the third annual report of the Canada Oil and Gas Lands Administration, which acts on my behalf north of 60°.

Although my priority in the initial period of the new government has been to consult as much as possible with the people who live and work in the North, I share the premise of my colleague that a strong, growing energy industry is one of the "engines for economic growth" in this country. No lasting social progress can be made without comparable advances in the economic sphere: this is the basis for the Government's encouragement of economic development in the North.

The year 1984 was one that marked consistent progress. This augers well for the future of the oil and gas industry in Canada's energy frontiers.

Construction activities related to the Norman Wells oil field expansion project continued within targets. Its scheduled completion in early 1985 will permit oil production to increase from about 475 to 4400 cubic metres per day (3000 to 27 700 barrels).

Significant oil and gas discoveries continue to be made in the Mackenzie River Delta-Beaufort Sea region, and there is promise of important discoveries in the Mackenzie Valley. Renewed interest by industry in the valley resulted in 15 new exploratory wells being drilled in 1984.

Although development continues to face technological challenges in the Arctic Islands, a milestone was reached when a development plan application was submitted for the Bent Horn project on Cameron Island. The project will result in the first crude oil in the High Arctic to be produced and shipped by tanker through the Northwest Passage to southern markets.

All of this activity means economic growth and jobs for people living in the North. Exploration expenditures in 1984 amounted to approximately $1 billion in both territories. Some 3900 people were employed in exploration and development.

In 1984, the Beaufort Sea Environmental Assessment Review Panel submitted its official report and recommended phased, appropriately scaled development. The report is being carefully reviewed by government prior to responding to its recommendations, which will set the stage for future development activities.

Such activities hold out great promise over the next decade. Gulf's Amauligak oil discovery in the Beaufort Sea and Esso's Tuk gas condensate discovery in the Mackenzie Delta may herald commercial reserves. Known gas fields in the High Arctic and the Delta represent some of the largest fields yet discovered in Canada. Industry interest in the development of new northern hydrocarbon reserves has been further heightened by proposals to construct oil and gas pipelines up the Mackenzie Valley and various marine transportation proposals for liquefied natural gas from the Arctic Islands.

Future oil and gas activities will involve northerners to an increasing degree. An important event in this respect was the signing of the Inuvialuit Final Agreement, which was enacted into law in July 1984. The legislation provides local residents in six communities in the Mackenzie Delta and western Beaufort Sea, an area of promising oil and gas potential, with a range of socio-economic benefits and rights. The agreement will also lead to the development of a new, direct relationship between industry and the Inuvialuit on proposals to use their land, through their land administration structures.

Like most things in the North, development of the oil and gas industry is confronted by many challenges. I believe, however, that the rewards are great for northerners and for the Canadian people as a whole. It is my objective to ensure that future development will realize its promised rewards, in a responsible environmental and socially beneficial manner.

David Crombie

Moratorium area

Administrative Line of Convenience between the Department of Energy, Mines and Resources (below line) and Indian Affairs and Northern Development (above line)

Highlights of 1984

The primary responsibility of the Canada Oil and Gas Lands Administration is to encourage the oil and gas industry to discover, develop and, ultimately, to produce oil and gas on the Canada Lands. COGLA must ensure that activity takes place in a manner that is safe and environmentally acceptable, and provides for full and fair access to Canadians to the industrial, employment and other socio-economic benefits.

During 1984, exploration activity resulted in 11 discoveries, more than double the number in 1983. In addition, 47 new exploration agreements were concluded, bringing the total to 167 agreements negotiated under the requirements of the Canada Oil and Gas Act.

A Call for Proposals under the Canada Oil and Gas Act was announced in late December when, following a decision of the Canada-Nova Scotia Oil and Gas Board, the Government posted two parcels of lands offshore Nova Scotia south of Sable Island.

Progress was also made toward eventual development of two major projects. The Hibernia oil field on the Grand Banks and the Venture and other natural gas discoveries near Sable Island saw further delineation drilling. In addition, engineering and other development studies were conducted by Mobil Oil Canada, Ltd. and its partners.

A submission by Panarctic Oils Ltd. for development plan approval and a production licence for its Bent Horn oil field in the High Arctic was reviewed. The Bent Horn project would mark the first time oil has ever been produced commercially from the Arctic Islands.

The construction stage of the $600 million expansion of the Norman Wells oil field moved towards final completion in 1984. The expansion project, which includes a waterflood project, will increase production capacity from 477 cubic metres (3000 barrels) a day to 4400 cubic metres (27 700 barrels) a day.

The thrust continued towards encouraging participation by Canadian-owned companies in the frontier oil and gas industry. Husky-Bow Valley, Home, Petro-Canada, Canterra, Dome and Panarctic played increasingly significant roles on the Canada Lands. In the Mackenzie Valley, much of the exploration during the year was conducted by smaller Canadian operators.

In its continuing effort to encourage a 'full and fair' opportunity for Canadian firms to benefit from the Canada Lands oil and gas activity, COGLA participated in the development of the Canadian Market Opportunities Program (CMOP), which brings together oil companies and Canadian suppliers.

Safety remained an important priority in 1984. COGLA cooperated fully with the Royal Commission investigating the 1982 sinking of the *Ocean Ranger*. Part One of the commission's report was released in the summer of 1984 and Part Two is expected in 1985. Many recommendations of the commission's report had already been incorporated into guidelines when Part One was issued.

COGLA also continued to consult and work with industry to ensure the highest possible standards of safety. For example, one COGLA-industry project which greatly enhances the safety of divers working in the offshore was the development of a new diving bell. Comprehensive diving regulations were also developed in consultation with the industry. During the year COGLA conducted more than 200 inspections of drilling rigs and production sites and the Canadian Coast Guard conducted marine inspections of all drilling rigs and standby vessels.

The well control problems at Uniacke G-72 off Nova Scotia represented Canada's first experience with an incident of this nature in the marine environment. Its successful resolution demonstrated that industry and government have an effective response capability to address offshore emergency situations.

Oil and gas resources cannot be developed without considering the possible effects upon the environment. In 1984, a report from the Beaufort Environmental Assessment Review Panel was received and a West Coast Environmental Review Panel was established. COGLA, in cooperation with the Newfoundland government and other federal government agencies, worked closely with Mobil on the preparation of a proposed environmental impact statement for Hibernia.

Legislation enacting the 1982 Canada-Nova Scotia Agreement was promulgated in 1984, giving legal status to the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. The first projects under the $200 million development fund were announced in November. The objective of the fund is to help Nova Scotia build the necessary infrastructure to support offshore development.

No significant oil spills occurred in 1984.

The Canada Oil and Gas Lands Administration

The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) was established in 1981 by a Memorandum of Understanding between the Ministers of Energy, Mines and Resources and Indian Affairs and Northern Development to support the achievement of mutually compatible energy and northern policy goals.

COGLA is responsible for the management of federal oil and gas interests on the Canada Lands, more than 10 million square kilometres which encompass onshore areas in the Territories and the Arctic, and offshore areas in Hudson Bay, and seaward from the Atlantic and Pacific coasts. COGLA is also responsible for the management of federal non-fuel mineral interests in the Atlantic, Pacific and Hudson Bay offshore areas and oil and gas and other minerals on federal Public Lands in the provinces.

The Administration serves as the principal point of contact between the federal government and the petroleum industry in all oil and gas activities on the Canada Lands. COGLA reports through the respective deputy minister to the Minister of Energy, Mines and Resources (for areas seaward of provincial boundaries) and the Minister of Indian Affairs and Northern Development (for the Territories and the Arctic offshore). Internal policy guidance is provided by the Policy Review Committee, which consists of the Administrator of COGLA and senior personnel from each parent department; the committee ensures that COGLA's policy directions are consistent with the policy requirements of each department.

The organization comprises six branches at headquarters and three regional offices:

- The Land Management Branch is responsible for the administration of exploration and production rights under the Canada Oil and Gas Act. The branch negotiates exploration agreements, monitors interest owner performance and collects royalties and other revenues. It is also responsible for the issuance and administration of oil and gas rights in federal Public Lands within the provinces.
- The Engineering Branch is responsible for the regulation and monitoring of exploration, development and production under the Oil and Gas Production and Conservation Act. Authorization to undertake drilling activity is issued subject to environmental clearance procedures and safety inspections of equipment used by the industry.
- The Resource Evaluation Branch assesses the resource potential of the Canada Lands, authorizes geophysical and geological programs, analyzes geological factors and hazards in drilling programs, and monitors data and results from all oil and gas activity on the Canada Lands.
- The Environmental Protection Branch coordinates advice regarding the terms and conditions necessary for environmental protection and certain aspects of safety. In doing this, it assesses the effect of oceanographic, meteorological and ice conditions on human safety and protection; identifies the impact of drilling operations on marine and coastal biota, shorelines and fisheries; and evaluates the validity and effectiveness of contingency plans and compensation schemes.
- The Canada Benefits Branch evaluates and monitors companies' plans to ensure that Canadian workers and businesses are given full and fair access to the opportunities provided by oil and gas activity. Benefits packages are negotiated with oil and gas companies as part of exploration agreements and development plans.
- The Policy Analysis and Coordination Branch is responsible for the analysis and implementation of Canada Lands policy, and for liaison with other federal and provincial agencies.

Regional Offices

COGLA maintains regional offices in Yellowknife, Halifax and St. John's, which have operational responsibility for the North, the Nova Scotia offshore and offshore Newfoundland and Labrador, respectively.

Responsibilities include the issuing of Authorities to Drill a Well, authorization to undertake geophysical and geological programs, and conducting rig inspections and monitoring engineering, geological, environmental and Canada Benefits aspects of all industry operations. The regional offices also advise on policies, procedures and regulations from a regional perspective and undertake an important liaison role with provincial and federal departments.

COGLA also has a field office in Inuvik and an information office in Calgary.

Regulatory Process

The regulatory process normally begins under the Canada Oil and Gas Act with public invitations to bid for oil and gas rights on blocks of land through Calls for Proposals. Companies submit proposals for exploration agreements for the right to explore for oil and gas. The Minister, through COGLA, then negotiates exploration agreements with the successful bidding companies based upon their proposals. Operators are also required to submit a Canada Benefits Plan satisfactory to the Minister.

An operator's work program is assessed in terms of its environmental and operational acceptability. Before drilling activity can commence, an operator must receive Drilling Program Approval and Authority to Drill a Well, both granted under the Canada Oil and Gas Drilling Regulations. COGLA inspects and monitors all exploration activities.

An operator making a commercial discovery may apply for a production licence, provided Canadian ownership of the licence is 50 per cent or more. Ministerial approval of a development plan is required before production begins. The operator supplies relevant technical and environmental information in the development plan, and a proposal on benefits to Canada.

Photograph courtesy of Husky Oil Operations Ltd.

Supply vessels loading at St. John's dockside

Exploration Activity and Results

During 1984, forty-three exploratory and ten delineation wells were completed, compared with twenty-nine exploratory and four delineation wells in 1983. Eleven wells flowed oil or gas when tested, an increase of six over 1983. There were two oil discoveries, three oil and gas discoveries and six gas or gas-condensate discoveries. Follow-up drilling will be required to determine the commercial potential of these finds. Development drilling continued in the Norman Wells field with 69 wells completed during the year.

Atlantic Offshore

Drilling activity off the East Coast increased during the year, with 23 wells drilled to total depth, three more than in 1983. Fourteen drilling units were active for most of the year. Sixteen exploratory wells were drilled and resulted in three gas and condensate discoveries in the Sable Island area offshore Nova Scotia, and one oil, one gas condensate and two oil and gas discoveries on the northeast Grand Banks Delineation wells were drilled on the Venture structure (one well), to the 1983 Glenelg J-48 gas discovery (two wells), at Hibernia (two wells) and a follow-up to the May 1984 oil discovery at Terra Nova (one well). A relief (service) well was started on the West Venture structure but was abandoned at a shallow depth.

On the Scotian Shelf, Shell and partners reported gas and condensate discoveries in two of their wells. Uniacke G-72, spudded in mid-1983 north of Sable Island, flowed gas early in 1984 from one of the five zones tested at rates up to 583 thousand cubic metres per day, with condensate at 23.5 cubic metres per day. In mid-year, Shell's Alma F-67 well southwest of Sable Island flowed gas from three of five zones tested at up to 842 thousand cubic metres per day, with condensate at 59 cubic metres per day. Shell announced that plans for delineation drilling were under study.

Husky-Bow Valley revealed that gas was tested in their Chebucto K-90 well south of Sable Island. However, full test results have not been released.

Six other exploratory wells on the Scotian Shelf failed to find hydrocarbons or had non-commercial shows of gas only. A fourth successful delineation well, H-22, was drilled at Venture, and two follow-up wells were drilled to Shell's Glenelg gas discovery of 1983, one of which flowed gas on test.

In the offshore Newfoundland-Labrador area, seven exploratory wells and three delineation wells were drilled, resulting in one oil discovery, two gas and oil discoveries and one gas-condensate find.

One of the oil discoveries, Petro-Canada et al Terra Nova K-08, flowed oil from all four zones tested at rates up to 832 cubic metres per day. An unsuccessful follow-up well 2 km west, K-18, was drilled later in the year.

Gas and oil were discovered by Mobil and partners in their South Mara C-13 well southeast of Hibernia (gas – 399 000 cubic metres per day; oil – 276 cubic metres per day), while Husky-Bow Valley found gas (567 000 cubic metres per day) and oil (97 cubic metres per day) in their Whiterose N-22 farm-out well on Mobil lands east of Hibernia.

Earlier in the year, Husky-Bow Valley found gas and condensate in the Trave E-87 well northeast of Whiterose. Three other exploratory wells in the northeast Grand Banks area were dry. Two successful delineation wells were drilled on the Hibernia structure; K-14 and C-96 were the eighth and ninth delineation wells drilled respectively.

Hudson Bay

An initial environmental screening document was prepared and environmental data were collected during the operators' 1984 seismic programs and an aerial survey of the coastal zone completed. At year end, the group proposing to drill in 1985 had begun operational planning and was preparing the submissions required under the Canada Oil and Gas Drilling Regulations.

Mainland Territories

Drilling activity in the Mackenzie Valley area of the Northwest Territories increased significantly in 1984. Fifteen exploratory wells were drilled utilizing 10 rigs. Four of these wells were suspended over the summer to be re-entered for testing after freeze-up.

Two rigs were active in the Norman Wells oil field, drilling water injection and production wells from artificial islands in the Mackenzie River for the waterflood production expansion project. One of these rigs was released from contract in September. Sixty-nine development wells were completed during the year, compared with 57 in 1983.

Beaufort Sea – Mackenzie Delta

Drilling in this region resulted in four discoveries, one of oil, one of oil and gas and two of gas, made in 10 exploratory wells drilled.

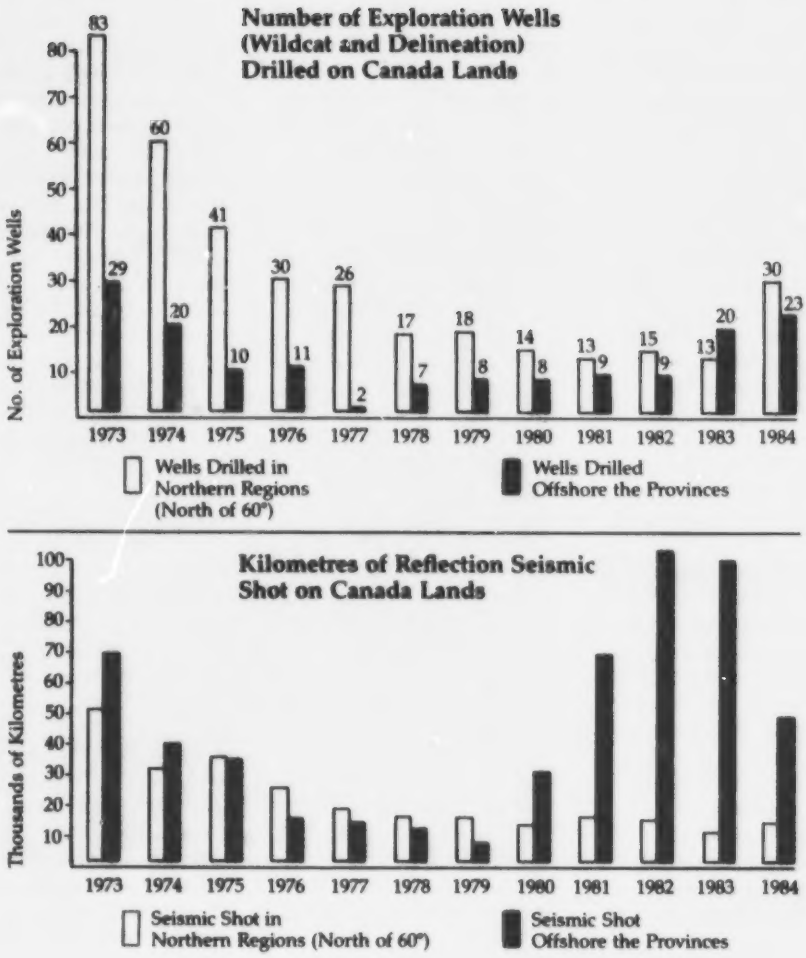
Utilizing its fleet of four drilling vessels, Dome re-entered five wells that were suspended in 1983, and drilled all to total depth. Dome also spudded one new well, Dome Nerlerk J-67, using Gulf's *Kulluk* drilling unit. This well was drilled to 2367 metres and suspended for the season. Three Dome wells were plugged and abandoned with no significant hydrocarbons, and two others were suspended until 1985 for re-entry and testing.

On lands held by Gulf Canada, two discoveries, one of oil and a second of oil and gas, were made from the *Kulluk* conical drilling unit, while a third exploratory well, drilled from Dome's SSDC caisson, was dry; a fourth exploratory well was spudded using the *Kulluk* and suspended until 1985. In July, Gulf et al Pitsiulak A-05 tested oil at rates of up to 364 cubic metres per day, and in September

Gulf's Amauligak J-44 flowed oil on one test at 822 cubic metres per day. Gulf has indicated that the latter discovery will be delineated in 1985. In addition to its exploratory drilling, Gulf drilled a delineation well at the west end of the Tarsiut structure, the fourth follow-up well to the Tarsiut A-25 discovery of 1979. This well flowed oil at 203 cubic metres per day on test of one zone.

Esso's activity included operations from four artificial islands. There was a gas discovery in the Kadluk O-07 well, flowing at rates of up to 409 thousand cubic metres per day on 6 of 22 tests run. Drilling commenced in late 1983 and this was the first well to utilize Esso's steel caisson-retained island system (SCRI) on a seabed berm. Three other offshore wells were started in the latter part of the year, including a delineation well to the Adgo oil and gas discovery of 1974. Testing of this well was in progress at year-end.

Esso and partners, led by Home Oil, also drilled two wells on the Tuktoyaktuk Peninsula. One of these, Tuk M-09, was a significant gas and condensate discovery, flowing at rates of up to 490 thousand cubic metres of gas and 147 cubic metres of condensate per day from the Lower Cretaceous Kamik formation.



Arctic Islands

In the Arctic Islands, three offshore wells were drilled by Panarctic from reinforced ice platforms, including an exploratory well in the Norwegian Bay area, and delineation wells on the Skate and Cisco structures. The exploratory well, Buckingham O-68, was reported by Panarctic to have recovered a small amount of oil. The Skate delineation well tested gas, while the Cisco follow-up was dry. Panarctic and partners also drilled an onshore exploratory well on Melville Island.

Atlantic Offshore

Venture
A preliminary development plan was submitted in January for the Venture natural gas field. During its preparation the operator, Mobil, concluded that further geological data were required. Two wells were drilled on a structure west of the field to define further the size of reserves accessible to the project. However, results from West Venture N-91 were delayed because of well control problems. The second well, West Venture C-62, was drilling at year-end. Results from the wells are expected early in 1985.

A joint federal-provincial review of environmental and socio-economic impacts, completed in 1983, culminated in recommendations to be addressed in the development plan.

In late 1984, Petro-Canada and Mobil, both senior partners in the Venture exploration group, signed conditional export contracts with U.S. firms wishing to purchase Venture gas.

Hibernia
Work continued throughout the year on the preparation of an Environmental Impact Statement (EIS) and a preliminary development plan in support of the proposed Hibernia development.

In November, the Minister of Energy, Mines and Resources agreed to a request from the Government of Newfoundland to postpone the date of filing the EIS to permit fuller consideration of alternative modes of Hibernia development.

The federal and provincial ministers also agreed to establish a joint federal-provincial review panel to conduct public hearings when the EIS is filed by Mobil.

November also saw the submission of a preliminary development plan. At year end, the options for development of the Hibernia discovery were under detailed review.

Arctic-Northern

Norman Wells
Considerable progress was made during 1984 on the $600 million Norman Wells Expansion Project. The 160-well development project involving the construction of six artificial islands in the Mackenzie River was 95 per cent complete by year-end. A 40-km pipeline system will gather the crude oil from production wells and send it to a central plant at Norman Wells for processing before transmission to Edmonton for refining. The expansion is expected to increase recoverable reserves from about 17 per cent to more than 40 per cent of the 95 million cubic metres (600 million barrels) of oil in place, making Norman Wells the third largest oil producing field in Canada. The project is expected to begin operations by mid-1985.

The major highlights during 1984 included:

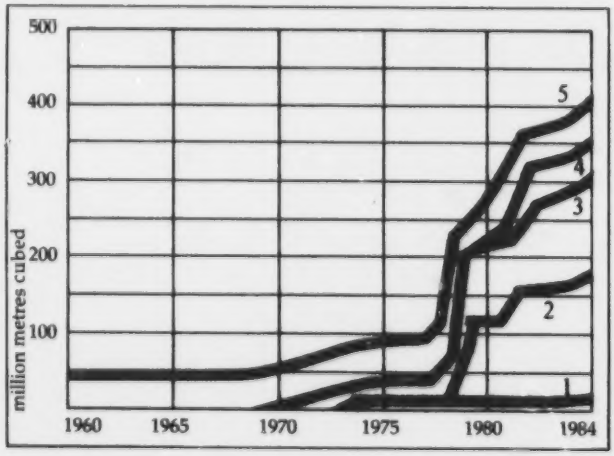
- completion of the last two production islands and associated gathering lines;
- completion of satellite facilities on four of the six production islands;
- completion and start-up of new power generation facilities, including the provision of power to the community of Norman Wells;
- commencement of water injection into the reservoir; and
- drilling of 69 development wells, bringing the number of wells drilled by year-end to 152 of the 164 new wells required for the project.

In 1985, employment and business opportunities were scheduled to shift from construction activities to those associated with the ongoing operation of the oil field. This change is expected to provide more long-term opportunities for skilled northerners and northern businesses.

Considerable progress was also made on the Norman Wells to Zama pipeline, with completion of approximately two thirds of pipeline construction and the three pump stations. Line fill is anticipated to commence in early April 1985.

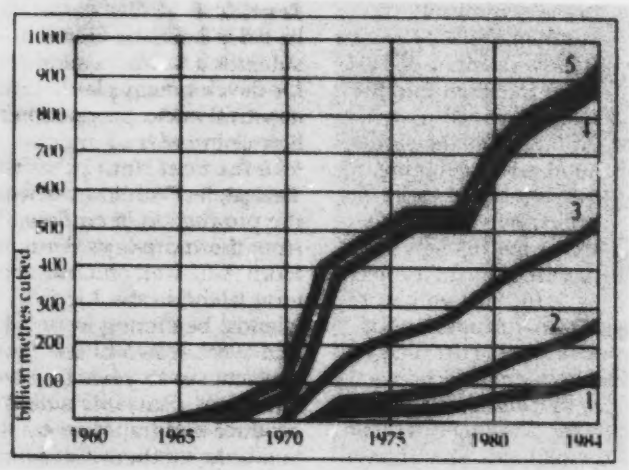
Bent Horn
In 1984, Panarctic Oils Ltd submitted its application for development plan approval and a production licence in order to undertake the Bent Horn project. This project would involve the production of crude oil from the company's Bent Horn A-02 well on Cameron Island in the Arctic Islands, beginning in mid-1985. A two-phase project over 10 years is envisaged. Panarctic would produce and transport by tanker to southern Canadian markets about 16 000 cubic metres (100 000 barrels) per year for the first three years, increasing to about 50 000 cubic metres (300 000 barrels) for the remaining seven years.

Cumulative Total Hydrocarbon Resources Discovered Canada Lands Crude Oil and Condensate



1 Offshore Nova Scotia
2 Grand Banks & Labrador Shelf
3 Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore
4 Mackenzie Delta – Beaufort Sea
5 Mainland Territories

Cumulative Total Hydrocarbon Resources Discovered Canada Lands Natural Gas



1 Offshore Nova Scotia
2 Grand Banks & Labrador Shelf
3 Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore
4 Mackenzie Delta - Beaufort Sea
5 Mainland Territories

This pilot project would involve the first production of crude oil in the Canadian High Arctic, with tanker shipment to market through the Northwest Passage. Following Norman Wells, which has been producing oil in the Mackenzie Valley since the 1930s, Bent Horn would be the second crude oil production project in northern Canada. It has been the subject of significant interest by local residents and the Government of the Northwest Territories, and the applicant and federal government agencies have held continuing discussions with these interested parties.

By year-end, the Minister of Indian Affairs and Northern Development had begun negotiations with the ministers of the Government of the Northwest Territories regarding mutually agreeable terms and conditions on which the Minister might approve the project.

Exploration Agreements

During 1984, negotiations were concluded for 47 exploration agreements on Canada Lands. Six of these interests were subsequently surrendered, leaving a balance of 41 new agreements for the drilling of 42 wells. The Minister and her Nova Scotia counterpart announced in December their decision to proceed with a Call for Proposals for two parcels of land in the Nova Scotia offshore area. Under the call companies will put forward competing proposals for the issuance of these lands. These proposals must address elements such as work programs, benefits and Canadian ownership. The parcels in question comprised 91 390 hectares and 72 312 hectares, respectively.

The exploration agreement confers upon the interest owner the right to explore and the exclusive right to drill the area within which the activity is to take place, as well as describing the conditions of tenure and the work program to be undertaken. Most of the current agreements require the relinquishment of a portion of the lands initially held. The amount is typically 50 per cent. The purpose of relinquishment is to focus exploratory activity and to maintain a bank of Crown reserve lands available for disposition. Although geology is the major consideration in the Crown's selection process, any special environmental consideration or other sensitivities that may be identified in a locality are also taken into account.

The quantity of Canada Lands held by industry under exploration agreements declined by about 18 million hectares during the year, to a total of approximately 112 million hectares at year end. About half of the decrease represents lands relinquished during the term of exploration agreements and voluntary surrenders make up the balance.

Cisco rig offshore at Lougheed Island.

Photograph courtesy of Panarctic Oils Ltd.

Exploration Agreements Negotiated in 1984

Operating Company	*Month Announced*	*Number of Agreements*	*Area (Million Hectares)*	*Location*	*Term (Years)*	*Well Commitment*	*Program Value ($Million)*	*Canadian Content*	
								National	*Regional*
Shell Canada	February	3	0.40	Northwest Territories	4-5	3 1	25.2	23.6	3.7
Shell Canada	February	1	0.65	Davis Strait	6	1	32.6	16.0	1.2
Sulpetro	February	1	0.19	Northwest Territories	4	1	2.6	2.08	0.5
Gulf Canada	February	2	0.59	Northwest Territories	5	2	23.2	18.8	6.0
Chevron	February	4	0.13	Northwest Territories	4-5	4	43.8	43.8	5.6
Westmin Resources	February	2	0.53	Yukon Territory	4	2	15.4	—	5.1
Dome Petroleum	February	1	0.47	Beaufort Sea	5	1	—	100.0	—
Western Decalta	February	2	0.95	Northwest Territories	4	2	6.2	4.7	0.6
Esso Resources	April	4	2.30	East Newfoundland Slope	5-6	2	200.0	102.2	44.5
Esso Resources	April	1	0.90	Labrador Sea	5	1	67.0	34.3	14.9
Amoco Canada	April	2	1.30	Grand Banks Slope	5*	2	98.0	33.3	16.2
Shell Canada	April	3	2.20	East Newfoundland Slope	5	3	96.0	41.6	28.2
Texaco Canada	April	2	0.04 0.07	Grand Banks Slope Labrador Shelf	4-5	2	75.4	29.2	14.9
Ultramar	April	2	3.00	Gulf of St. Lawrence**	4	2	68.8	30.6	13.8
Dome Petroleum	April	1	0.23	Labrador Slope	5	1	71.9	34.9	17.1
Petro-Canada	April	1	0.17	Cabot Strait North**	3	1	36.7	22.7	9.2
SAREP	April	1	0.33	Gulf of St. Lawrence**	3	1	25.9	11.8	6.5
Mobil Oil Canada	May May	1 1	0.01 0.45	Venture Sable Island	1 2.5	 5	— 284.0	— 142.0	— 60.0
Petro-Canada	May	4	0.49 0.11 0.17 0.15	Cabot Strait South** Sydney Basin** Scotian Slope Scotian Shelf	3	4	200.0	122-128	50.0
Durham Scotia Energy	May	3	0.94	Scotian Shelf	2-2.5	3	144.0	79.0	40.0
Texaco Canada	May	1	0.11	Scotian Shelf	3	1	37.5	14.4	7.5
Shell Canada	May	1	0.09	Scotian Shelf	4	1	25-36	11-16	6-9
Canadian Superior Shell Canada	August	1	0.01	Scotian Shelf	4	—	—	—	—
Western Decalta Placid Northern	November	1	0.93	Beaufort Sea	4	0	0.1	0.1	—
Ram Petroleum	November	1	0.05	South Baffin Shelf	5	1	59.0	50.7	10.1

* Optional six-year term
** Agreements surrendered subsequently

Offshore Safety

Improved safety practices and standards for offshore drilling units and standby vessels were implemented early in 1984. Their implementation involved close liaison with the Canadian Coast Guard to ensure that all drilling units operating in Canadian waters complied with the new standards.

Practices which were introduced throughout the industry due to the cooperation of all concerned included:

- The provision of a common traffic-monitoring centre in areas with more than one operator to track the movements of support vessels and aircraft. This ensures that the closest rescue craft can be contacted in an emergency.
- The development of specialized rescue apparatus such as the Emergency Multi-Person Rescue Apparatus (EMPRA) basket, which can be suspended below a helicopter to lift people from drilling units or from the water under certain sea conditions. Similar devices are now carried aboard all standby vessels.
- The provision of fast rescue craft on all standby vessels and drilling units to ensure a quick response in the event of emergencies.
- The establishment of qualifications standards for medical aid officers aboard drilling units and standards requiring a minimum amount of medical supplies to be kept aboard drilling units.
- The establishment of an emergency shelter and contingency base at Sable Island. The provision of a dedicated search and rescue helicopter by the industry in St. John's plus one search and rescue helicopter and a Tracker aircraft provided by the Department of National Defence for the winter operating season.
- The arrangement of common radio frequencies, amongst operators, for communication between all mobile offshore drilling units (MODUs), support craft, and government search and rescue craft during emergencies.
- Arrangements for cooperation between operators for iceberg alerts, weather forecasts and deployment of resources at times of hazard, including the establishment of a joint operators' ice centre in St. John's.
- Upgrading of alert and communications mechanisms (in cooperation with industry and the Canadian Coast Guard) to avoid possible collisions between drilling units and other sea traffic.

Contingency Planning

The Canada Oil and Gas Drilling Regulations require operators to submit contingency plans for response to emergencies that could arise during the course of operations. These emergencies include fire, damage to a rig, loss of support craft, oil spills and loss of well control. The operators are required to provide proper survival and rescue equipment and to conduct regular emergency response exercises and drills. The advice of safety advisory committees, which include representatives from the Department of Health and Welfare, the Canadian Coast Guard, the Department of National Defence and the operators, ensures that the safety and health of the offshore worker remains a primary concern.

Surveillance

To ensure greater offshore safety, COGLA inspectors and/or engineers inspect all drilling operations on an average of once every three weeks. The Canadian Coast Guard carries out additional inspections, including inspections of new drilling units prior to their departure from their respective shipyards.

A diving inspector joined COGLA during the past year. His principal responsibility was to conduct regular inspections of all diving systems in use on the drilling units operating off eastern Canada.

Search and Rescue

In December, the federal government announced that it had increased its search and rescue (SAR) capability in the Grand Banks region.

A second fixed-wing Tracker aircraft was stationed in St. John's to support one that has been assigned fisheries patrol duties. The two Department of National Defence long-range aircraft, both available to fly SAR missions, are equipped with search radar and will be upgraded to be capable of deploying self-inflating life raft and survival gear that can be dropped from the air.

During the winter months, a Canadian Armed Forces helicopter with SAR capability was deployed on a routine basis from its base in Gander to St. John's. A second backup helicopter with medical evacuation capability was also available on short notice, in addition to a King Air turboprop aircraft, chartered by Grand Banks operators, which was available exclusively for ice reconnaissance and SAR-related duties.

The Ocean Ranger

Report One of the finding of the Royal Commission investigating the *Ocean Ranger* marine disaster was issued in August. Many of the recommendations concerned training of personnel involved in offshore petroleum activity. Many of the measures recommended had been implemented through the Drilling Guidelines issued by COGLA before the release of the report. Part Two of the Royal Commission report is expected in 1985.

During 1984, removal operations were concluded at the Hibernia J-34 location, the site of the February 15, 1982 sinking of the *Ocean Ranger*. Wijsmuller Salvage BV of Holland was contracted by the rig's owner, Ocean Drilling and Exploration Co. Ltd., to remove the sunken rig and debris, with the major items being removed during the summer of 1983. In 1984, COGLA subsequently approved the termination of the debris removal program after 3000 tonnes of miscellaneous items were removed from the vicinity of the wellsite.

A special effort is being made by industry and government to undertake research into methods of evacuation in high sea conditions in response to the commission's strong recommendations concerning this matter.

Medical Advisory Committee

A medical advisory committee was established to oversee matters concerning occupational health, safety and medical support issues in offshore oil and gas activity. Initiated by COGLA, the committee includes nine doctors representing university and hospital medical faculties on the East Coast, two from the Department of Health and Welfare and two from the Canadian Petroleum Association. Guidelines considered during 1984 included standards for first aid training of industry personnel and certification of emergency medical attendants and the preparation of an inventory of medical supplies for supply-standby vessels.

Lost-Time Accidents

A lost-time accident (LTA) is an injury occurring at the work site that prevents an employee from reporting for his next regular shift. The number of LTAs per million person-hours worked is used by many industry and government agencies to compare the frequency of injury to personnel engaged in various employment sectors.

No fatalities occurred on land rigs or on board drilling units working on Canada Lands during the year. However, there were two fatalities in northern Canada associated with exploration for oil. A member of a seismic crew was killed when his bulldozer broke through the ice and a second man was killed while transferring from a supply boat to a drilling caisson. One fatality occurred on the East Coast when a member of the *Vinland* crew suffered a heart attack during an emergency evacuation.

Sea Ice and Iceberg Management

During winter months, offshore exploration activities face a harsh physical environment characterized by severe storms, freezing spray and poor visibility, including sea ice and icebergs. To combat these conditions, offshore operators have developed and implemented a comprehensive system involving detection, forecasting, control and avoidance.

Detection of ice is provided through an array of devices involving visual observations complemented by marine and airborne radar. During 1984, offshore operators logged more than 750 hours of aerial surveillance on the Grand Banks while the Atmospheric Environment Service logged more than 100 hours. Satellite systems are also utilized to provide an even wider aerial coverage although resolution is poorer than that achieved from aircraft.

During the year, sea ice and icebergs resulted in 11 drilling unit moves and 138 days of lost time, or 8.3 per cent of total available drilling days during 1984, including the following:

- In February, the threat of sea ice required the drilling unit *John Shaw* to be moved. A similar threat also delayed the spudding of the Archer K-19 well in June, and during April and May the presence of icebergs led to the occasional movement of all drilling units in the Grand Banks.
- In October, the sighting of a large iceberg in the Hibernia area resulted in an alert. However no drilling units were required to move off site.
- In early December, an iceberg moved into the drilling area, causing a multi-operator alert involving the drilling units *Sedco 706*, *Bowdrill I* and *Bowdrill III*. Although the drilling units were not required to move off site, crew levels were nonetheless reduced as a precautionary measure.

Lost-Time Accidents and Fatalities

	Lost-Time Accidents	*Exposure (Person-hours)*	*Accident Rate (LTA/1 000 000)*
Drilling Units			
North			
Arctic Islands	18	343 791	52.36
Mainland	17	832 224	20.43
Beaufort Sea – Mackenzie Delta	57	1 184 000	48.14
All North	92	2 360 015	28.98
Grand Banks	56	1 751 571	31.97
Scotian Shelf	52	2 364 360	21.99
All Canada Lands	200	6 475 946	30.88
Supply Vessels			
Grand Banks	28	688 028	40.69
Scotian Shelf	21	788 993	26.62

Emergency Measures Exercises

In September, the operators on the East Coast conducted the annual oilspill countermeasures exercise to further the training of industry response personnel. This involves the testing of procedures for the offshore containment and recovery of oil and the protection of local harbours by booms. Capability was also demonstrated by the accurate deployment of dispersant from a helicopter-mounted Rotortech dispersant bucket.

In January, COGLA, the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate and the East Coast operators, cooperated in an exercise designed to test the communications and decision-making systems of all parties in response to an offshore emergency. The exercise consisted of a simulated ice alert situation which progressed over time into an evacuation because of deteriorating weather. All of the participating agencies were evaluated and recommendations were made for the correction of deficiencies.

In the North, the Beaufort Sea Oil Spill Cooperative carried out its annual deployment exercise during August, held in conjunction with the Canadian Coast Guard. This was followed in September by a surprise visit of COGLA personnel to Tuktoyaktuk at the start of a harbour spill control exercise that proved to be successful.

Relief Well Capability Study

In 1984, COGLA commissioned an extensive study to assess industry's capability to conduct relief well operations anywhere on the Canada Lands. Considering contemporary logistical and drilling techniques, this study is to provide information relevant to a policy review that is to take place in 1985.

Oil-Based Drilling Muds

In 1984, a government-industry workshop was convened by COGLA to evaluate the current technology for the use of oil-based drilling muds, which are superior and less costly than more standard water-based drilling muds in certain drilling situations. This resulted in the formulation of draft guidelines allowing the use of oil-based drilling muds when special measures have been taken to protect human and environmental safety.

Compensation for Fishermen

During 1984, a compensation plan for East Coast fishermen was finalized. It encompassed the settlement of claims involving damage or loss of equipment, loss of catch or vessel, and non-attributable damages resulting from offshore petroleum activity.

This voluntary industry-funded program, developed by the Offshore Operators Division of the Canadian Petroleum Association, was the result of extensive consultation with the numerous associations representing East Coast fishermen and vessel owners. The program will seek to address claims resulting from seafloor obstructions or debris, but which cannot be directly attributed to a particular petroleum operator.

The program provides a mechanism whereby damage claims may be settled quickly by a review board consisting of representatives from the petroleum and fishing industries.

The program, patterned after a similar successful scheme adopted for the North Sea, complements and extends existing legislation under the Oil and Gas Production and Conservation Act, which furnishes the legal basis for damage claim settlements in cases where the responsible petroleum company is readily identifiable.

Well Control Problems

During the year, there were two well control problems experienced on the Scotian Shelf. In late February, the Shell/Petro-Canada Uniacke G-72 well, located 20 km north of the eastern end of Sable Island, and drilled with the semisubmersible rig *Vinland*, encountered abnormally pressured formations containing natural gas and condensate in zones below 5190 metres. The lower part of the well had been flow tested and presumed plugged, and preparations to test higher zones containing fluid under normal pressure were under way when the well began to flow. Several mechanical failures then occurred which led to loss of well control, and the immediate evacuation of the rig. The well was brought under control 10 days after the initial incident.

A joint investigation report was issued in June by COGLA and the Canadian Coast Guard. The investigators recommended that a greater measure of well pressure security be provided in future abandonment programs for wells on the Scotian Shelf. In addition, it also advised that every drilling unit engaged on the Canada Lands be equipped with a control unit capable of effectively operating the blowout preventers, even if mechanical failures, such as those which occurred on the *Vinland*, were to occur again.

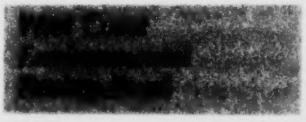
The second well control problem occurred in September at the Mobil et al West Venture N-91 well. During preparations for testing, an influx of gas into the drillpipe forced the crew to abort the operation and to evacuate the *Zapata Scotian* jack-up rig. The subsequent buildup of extremely high pressures in the well burst the casing and allowed gas and salt water from deep formation fluids to flow into low pressure shallow formations. At year-end operations were in progress to arrest the subsurface flow.

Environmental Studies Revolving Funds

Some 36 study agreements sponsored by the Environmental Studies Revolving Funds (ESRF) were initiated in 1984, for a total value of $5.4 million. This was in addition to 37 agreements that were signed in 1983. The results of 18 studies are now in draft report form and two have been published.

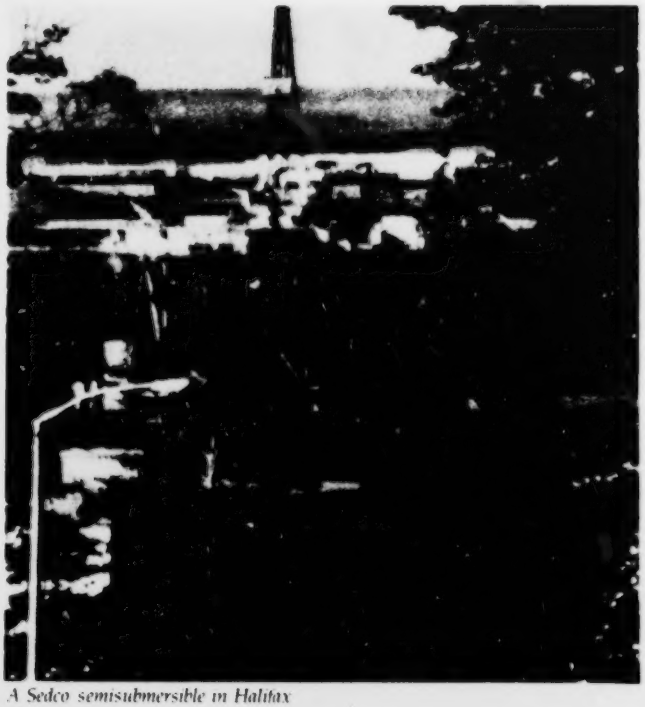
Administered jointly by COGLA and the Northern Affairs Program of the Department of Indian Affairs and Northern Development, the studies are financed by means of levies on the oil and gas industry. They cover a broad range of scientific disciplines in the physical, biological and social sciences. The major field studies that commenced or took place in 1984 included:

- An investigation into the measurement of bottom sediment transport on the Scotian Shelf. This study began in the fall of 1984, and was to be completed in the spring of 1985.
- A study of the phenomenon of sea bottom ice scouring in the Beaufort Sea, caused by ice keels within drifting pack ice. At a cost of approximately $760 000 (including charter of a survey vessel), the study will provide data of crucial importance to design criteria for undersea pipelines.
- Two field studies of the remote sensing of icebergs on the Grand Banks, each of which involved a budget of approximately $350 000. The first, carried out in the spring of 1984, assessed the capability of rigborne radar to detect small ice masses under a wide range of sea states and the second evaluated the capability of two different types of airborne radar to detect icebergs in variable sea conditions.
- A study dealing with the behaviour and fate of hydrocarbons in the marine environment and the variety of oil spill countermeasures.
- An investigation into the difficult problem of recovering spilled oil from ice-infested waters, including tank testing of a specially built oil-skimming ship bow.
- The monitoring of effects of the operation of the oil and gas industry offshore. Aerial surveys of the distribution and abundance of marine mammals continued in the Beaufort Sea during 1984.
- Other studies, including one to identify priorities that will serve as a guide for the ESRF social studies program for the next several years; another aimed at improving communication among governments, the oil and gas and fishing industries; and a third to assist in the designing of more appropriate northern socio-economic studies in the future.



In June, a five-member federal-provincial panel was appointed to undertake a review of the effects of petroleum exploration in the Queen Charlotte Sound – Hecate Strait and Dixon Entrance areas offshore British Columbia. The panel studied the initial environmental evaluations earlier submitted by Chevron and Petro-Canada together with other resource documents and received comments from the public. Petro-Canada informed COGLA in October that it was withdrawing from the review process.

Following public information sessions in November throughout coastal British Columbia, the panel issued in early December its final statement on requirements for additional information to government and industry. COGLA and the British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, as joint federal-provincial initiators of the project, accepted the responsibility of coordinating responses from government and industry to the panel. Public hearings are scheduled for mid-1985 and the panel is expected to present its report to federal and provincial governments later in the year.



A Sedco semisubmersible in Halifax Harbour

Research and Development

COGLA's principal responsibililty in relation to research and development is to work closely with other federal departments and agencies, including Public Works Canada, the National Research Council and the Atmospheric Environment Service in defining appropriate research projects.

Several major projects in R & D were carried out during 1984. They included:

- A study into industry's capability to conduct relief well operations and minimize the environmental impact of a blowout. The study examined such factors as blowout statistics, the short- and long-term impact of blowouts, and physical operating regimes on Canada Lands.

- The development of a device similar in concept to the 'black box' in widespread use in aircraft to provide a reliable and accurate record of events over the four-hour period prior to a diving accident. The device is to be waterproof, resistant to ice damage, and will still operate in the event of power loss.
- The development of a new submersible compression chamber, or diving bell, used by divers to reach the work site. CanOcean Resources Limited of Vancouver was contracted to devise and test techniques for allowing a diver to release the bell and to control its ascent under any conditions. A prototype was built and successfully tested in July.

The report of the Beaufort Sea Environmental Assessment and Review Panel was released on July 31, 1984. The report, a review of concepts for the development and production of oil and gas in the Beaufort Sea region, concluded that small-scale, phased development would be environmentally and socio-economically acceptable.

The panel made 83 recommendations concerning such issues as oil spills, damage compensation, scale of development, physical and social environment and government management of resource development. COGLA has been taking part in an interdepartmental review of this report.

Photograph courtesy of Survival Systems Ltd

A Canadian Forces Search and Rescue helicopter en route to a rescue exercise.

The objective of the Canada Benefits process is to ensure full and fair access for Canadians to the industrial, social and economic opportunities from petroleum activity on the Canada Lands.

The Process

Before the actual commencement of any work program, a benefits plan is approved outlining the benefits expected for Canada and for the specific province or territory where the activity will take place. Subsequently an annual benefits report is submitted for each calendar year during the term of the plan outlining the year's accomplishments and updating planned activities.

The plans include full and fair opportunity for Canadians to supply goods and services and to receive the employment and training opportunities related to petroleum projects. They also contain an assessment of other socio-economic implications of proposed activities on regions and local communities. In addition, affected community groups are consulted concerning the work program, the implications of the activity, and the plans or programs to enhance the benefits. Companies are also encouraged to develop special measures to enhance the participation of disadvantaged individuals.

Many interested federal departments and agencies, provincial and territorial governments, and community groups are involved with COGLA in the review of benefits plans. The information is used to assist in planning complementary programs in support of operations and to provide an indication of possible market and employment opportunities.

Exploration Programs

Exploration activities during 1984 generated benefits to Canadians both regionally and nationally. Preliminary expenditures resulting from 1984 activity were approximately $2.1 billion, with about 65 per cent of that amount spent in Canada. The regional content of these expenditures varied from approximately 15 per cent in the North to 25 per cent offshore the East Coast. Approximately 8600 people were directly employed in petroleum-related activities on the Canada Lands in 1984. Ninety-four per cent of the jobs were filled by Canadians and 60 per cent were filled regionally.

Development Projects

A Canada-Newfoundland task force was formed in the fall of 1984 to examine potential benefits – national and regional – associated with the development of the Hibernia oil field. Discussions with the operator, Mobil Oil, continued in the preparation of the socio-economic impact statement and Canada Benefits development plan for Hibernia.

In the Venture development project, the signing of the Venture Exploration Agreements in the Sable Island area and the submission of a development plan provided the basis for further discussions with Mobil on matters such as procurement, contracting, employment and community matters.

1984 Petroleum Exploration Expenditures on Canada Lands

— Preliminary —

	North of 60°		Nova Scotia		Newfoundland		Total Canada Lands	
	Cdn. $M*	Cdn. Content (%)	Cdn. $M*	Cdn. Content (%)	Cdn. $M*	Cdn. Content (%)	Cdn. $M*	Cdn. Content (%)
Predrilling	109	96	35	83	28	85	172	92
Drilling Equipment	471	67	358	51	292	47	1121	57
Consumables	105	79	109	70	76	65	290	72
Services	87	69	82	72	59	72	228	71
Logistics	206	97	25	98	53	94	284	96
Other	22	85	19	61	9	65	50	72
TOTAL	1000	78	628	55	517	57	2145	65

* Canadian dollars million

Canadian Market Opportunities Program

To make the most of domestic supplier opportunities, a planned cooperative attempt to encourage the growth and development of Canada's industrial supply base was needed. Guided by a committee with representatives from the supply community, the petroleum industry and the federal government, the Canadian Market Opportunities Program (CMOP) developed ways in which the petroleum industry could promote the purchase of Canadian manufactured goods and services.

The objectives of CMOP are to develop a consensus to achieve greater domestic production of competitive goods and services not currently being produced in this country, and to increase the domestic market share of the Canadian manufactured goods which are currently competing with foreign products.

A series of six workshops took place in 1984 across the country to discuss market opportunities for Canadian suppliers and ways to increase the purchase of Canadian goods and services. As a result of these workshops and planned future activities, a better understanding and improved dialogue is emerging between industry and government concerning the attainment of goals to build Canadian industry.

Shehtah Drilling Ltd.

Shehtah Drilling Ltd., the first native oil and gas venture in the Mackenzie Valley jointly owned by the Dene Nation, Métis Association of the N.W.T. and Esso Resources, has operated successfully since July 1983 when the company was created as an initiative of this project. Deploying a drilling rig and a service rig, the company has drilled and completed 58 wells for Esso at Norman Wells and is currently competing for other business. About 70 per cent of the company's staff of 51 are native northerners filling positions from roughnecks to operations supervisors and bookkeepers. The company has succeeded financially and expects to retire its outstanding capitalization debt by mid-1985.

Photograph courtesy of Panarctic Oils Ltd.

The transporting of dry cargo supplies to Red Point on Melville Island

Canada–Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board

In June 1984 the Canada-Nova Scotia Oil and Gas Agreement Acts were approved by Parliament and the Nova Scotia Legislature. The legislation established the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, which was formed to manage oil and gas resource activity off the coast of the province under the terms of the Canada-Nova Scotia Offshore Agreement of March 1982.

The Administrator of COGLA has been appointed by the Minister as the Chairman of the Board, which includes two members appointed by Nova Scotia and two members appointed by the Government of Canada. The Board reviews and recommends approval to the appropriate minister of all aspects of exploration, development and production off the coast of Nova Scotia. This includes, for example, issuance of new lands, approval of exploration agreements and associated Canada Benefits plans, including benefits to Nova Scotia, the environmental and safety requirements of drilling programs, and petroleum development and production plans.

The legislation established a federal retail sales tax on designated goods, and set out the definition of offshore revenues that will be shared once production begins. It also defined how equalization offset payments will be determined; created the Canada-Nova Scotia Development Fund; extended the corporate income tax in the offshore area; and put into effect certain technical changes to the Canada Oil and Gas Act that were necessary for the proper functioning of the cooperative joint management regime.

Pictured at a recent meeting, clockwise. G.R.M. Anderson, Federal Member; Don Sherwin, Alternative Federal Member; Wynne Potter, Advisor M.E. Taschereau, Chairman; Rick Hornby, Provincial Member; Dan Whelan, Secretary; Doug Tobin, Provincial Member.

Through the Canada-Nova Scotia Environmental Coordinating Committee, ongoing liaison was undertaken with other federal government departments in the region, such as Fisheries and Oceans, Environment, the Canadian Coast Guard and the Bedford Institute of Oceanography, and Nova Scotia departments concerned, on environmental matters related to offshore oil and gas developments. In addition, the Canada-Nova Scotia Fisheries Advisory Committee provides the fishing industry with a means to direct its concerns to the Canada-Nova Scotia Board.

The Canada-Nova Scotia Agreement Act, proclaimed in July, provided for the establishment of a $200 million development fund to defray infrastructure costs related to resource activity in the offshore.

Contributions to the fund are advanced by the federal government in amounts of up to $50 million per year, on the basis of approved project proposals submitted by Nova Scotia. The province will repay such advance contributions once commercial production from the offshore commences.

In the fall of 1984, expansion of the Woodside Ocean Industry Park in Dartmouth, and construction of an access road to service the Sydport Industrial Park in Sydney received final approval. Two more projects were approved in principle for a possible fund allocation of approximately $50 million.

Sales Tax Agreement

The Canada-Nova Scotia Agreement provided that the Government of Canada would apply a retail sales tax on tangible personal property, which is used on installations involved in offshore oil and gas resources activities. The tax is intended to be the equivalent of the provincial retail sales tax, if this tax were applied to the offshore.

As the tax was not imposed until June 1984, when the Canada-Nova Scotia Oil and Gas Agreement Act was passed, the federal government agreed to pay a grant in lieu of tax for the period until the tax was in place. An amount of $21 million was paid to Nova Scotia for that period.

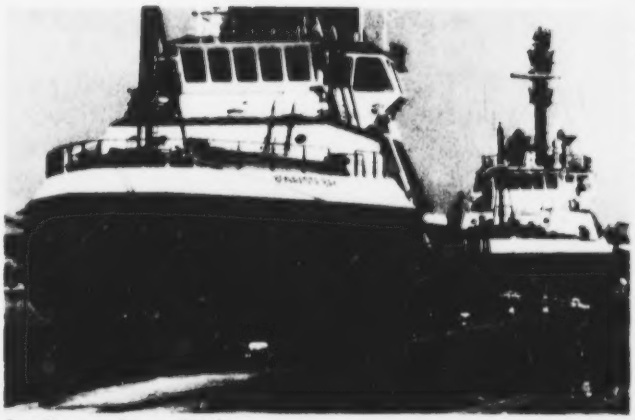
The Canada–Newfoundland Negotiations

On March 8 the Supreme Court of Canada rendered a unanimous decision settling the jurisdictional dispute with the Government of Newfoundland in favour of the Government of Canada.

In November negotiations between the two governments resumed with the aim of reaching an agreement on joint management and revenue sharing related to oil and gas offshore Newfoundland and Labrador.

An agreement in principle, which was signed in June by the then Leader of the Opposition and the Premier of Newfoundland, was used as a basis for the resumption of talks in November.

At year-end discussions between the Minister of Energy, Mines and Resources and the Newfoundland minister responsible for the Petroleum Directorate continued toward the signing of an official agreement between the two governments.



Photograph courtesy of Husky Oil Operations Ltd

Canadian supply vessel tied up at St. John's Harbour

Gulf of Maine Boundary Dispute

On October 12, 1984 a Chamber of the International Court of Justice in The Hague, Netherlands announced its decision in the dispute between Canada and the United States regarding the maritime boundary in the Gulf of Maine area. The Chamber defined a line which establishes the maritime boundary as lying between that claimed by each of the parties. This line left the northeast portion of Georges Bank within Canadian jurisdiction.

Although drilling in the general area occurred at one time, there was mutual understanding that exploratory activity would not take place on Georges Bank while the dispute was before the World Court. Exploration on the Canadian portion of the Georges Bank may resume once fishing and related environmental concerns have been addressed.

REGIONAL STATISTICAL SUMMARY

Photograph courtesy of Esso Resources Canada Ltd.

Legend
Plugged and abandoned
Oil well
Suspended for re-entry (gas well)
Gas well
Drilling
Suspended for re-entry (oil well)
Moratorium area
Administrative Line of Convenience between the Department of Energy, Mines and Resources (below line) and Indian Affairs and Northern Development (above line)

1. Exco et al Cameron River L-11
2. Home et al Kakisa River J-42
3. Home Silt Lake A-64
4. Northcor et al Trainor Lake N-25
5. Northcor et al Island River G-38
6. NSM Arrowhead J-69
7. Northcor et al Cormack I-19
8. Northcor et al Jackfish I-63
9. Forward et al Dahadinni J-66
10. NSM Bluefish A-49
11. NSM Mirror Lake O-33
12. Petro-Canada et al Morrow Creek I-71
13. Petro-Canada et al Hoosier Ridge N-22
14. Petro-Canada Sammons H-55
15. AT&S Carcajou D-05
16. Exco et al West Parkin D-54
17. Forward et al Camp M-61
18. Forward et al Aubry I-13
19. Forward et al Ewekka C-11
20. Esso PCI Home et al Tuk M-09
21. Esso PCI Home et al Nuna A-10
22. Esso Trillium Adgo H-29
23. Esso PCI Home et al Nipterk L-19
24. Esso Home et al Kadluk O-07
25. Gulf et al Tarsiut P-45
26. Gulf et al Pitsiulak A-05
27. Dome et al Natiak O-44
28. Dome et al Arluk E-90
29. Dome et al Siulik I-05
30. Gulf et al Akpak P-35
31. Gulf et al Amauligak I-44
32. Esso Home PCI et al Amerk O-09
33. Gulf et al Kogyuk N-67
34. Dome Nerlerk J-67
35. Dome et al Havik B-14
36. Panarctic Sherard Bay F-34
37. Panarctic et al Cisco M-22
38. Panarctic et al Skate C-59
39. Panarctic et al Buckingham B-69
40. Mobil et al Hibernia C-96
41. HBV et al Voyager J-18
42. HBV et al Trave E-78
43. HBV et al Whiterose N-22
44. HBV et al Archer K-19
45. PEX et al West Ben Nevis P-75
46. Petro-Canada et al Terra Nova K-18
47. Petro-Canada et al Terra Nova K-08
48. Canterra PCI et al Beothuk M-05
49. Canterra PCI et al Port-au-Port J-97
50. HBV et al North Ben Nevis P-93
51. Mobil et al South Mara C-13
52. Mobil et al Mara M-54
53. Mobil et al Hibernia K-14
54. HBV et al Conquest J-09
55. VBH et al Hesper P-52
56. Home et al Louisbourg J-47
57. Home et al Citadel H-52
58. Mobil et al Venture H-22
59. HBV et al Chebucto K-90
60. Shell PCI et al Glenelg E-58 & E58-A
61. Shell PCI et al Glenelg H-38
62. HBV et al Evangeline H-98
63. Shell PCI et al Alma F-67
64. Shell PCI et al South Desbarres O-76
65. Mobil et al West Venture N-91
66. Petro-Canada et al Dover A-43
67. Mobil et al West Venture C-62
68. Mobil et al West Venture B-92
69. Shell PCI et al Uniacke G-72
70. VBH et al South Griffin J-13
71. PEX Texaco et al Albatross B-13
72. PEX et al Bonnet P-23

The Canada Lands

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	47	73	47	19
Seismic programs run	65	84	90	70
Kilometres of seismic shot	63 817	106 749	117 803	84 845
Drilling authorities issued	104	101	58	21
Wells spudded	120	95	55	23
Wells reached total depth	122	90	51	22
Metres drilled	241 298	187 969	120 673	94 364
Rigs active	43*	36	31	20
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	132.1	175.5	219.4	102.7
Drilling	2052.6	1751.3	1204.5	975.9
Total	2184.7	1926.8	1423.9	1078.6
Discovered resources**				
Gas (billion m^3)	958.6	925.4	892.8	812.6
Oil (million m^3)	408.6	478.5	469.2	413.9
Gas and oil production				
Pointed Mountain Gas (million m^3)	194	147	218	351
Norman Wells Oil (thousand m^3)	175	172	176	173

* Regional total of active rigs is 48 but 5 units worked off both Nova Scotia and Newfoundland in 1984

** Best current estimate, including revisions to earlier discoveries

Major Results

Exploration Activity

	1981	1982	1983	1984
Wells Completed	22	24	33	33
Significant discoveries	7	9	5	11

Resource Inventory

	Oil (billions of barrels)		Gas (trillions of cubic feet)	
	Discovered	Potential	Discovered	Potential
Newfoundland	1.01	10.9	5.1	45.4
Nova Scotia	1.1	2.0	4.3	23.4
Arctic Islands	31	5.5	13.8	111.0
Beaufort Delta	.82	9.2	9.9	76.0
Mackenzie Valley	.33	.6	.8	11.0
West Coast	–	.3	–	9.4
Hudson Bay	–	.8	–	3.1
Total	2.57	29.3	33.8	279.3
Total	(.41) (billions of cubic metres)	(4.7)	(.96) (trillions of cubic metres)	(7.9)

* Discovered or potential resources are not necessarily commercial at today's prices

		1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded		7	27	0	7
Seismic programs run		20	12	8	2
Kilometres of seismic shot		5 371	2 720	3 500	325
Drilling authorities issued		71	62	34	4
Wells spudded		85	61	30	3
Wells reached total depth		84	60	29	2
Metres drilled	(dev.)	52 035	44 990	23 996	
	(exp.)	28 769	3 608	2 461	
Total		80 804	48 598	26 457	4 063
Rigs active		14	5	4	3
Dollars spent by operators (millions)					
Seismic		48.2	26.3	31.8	3.8
Drilling	(dev.)	72.1	24.9	31.0	3.4
	(exp.)	49.5	12.5	21.0	0.0
Total		169.8	63.7	83.8	7.2
Discovered resources*					
Gas (billion m^3)		21.2	30.5	55.2	55.2
Oil (million m^3)		52.3	44.2	44.5	40.0
Gas and oil production					
Pointed Mountain Gas (million m^3)		194	147	218	351
Norman Wells Oil (thousand m^3)		175	172	176	173

* Best current estimate, including revisions to earlier discoveries.

Name of Well	*Latitude, Longitude*	*Drilling Unit*	*Spudded, Terminated*	*Status*	*Total Depth (m)*
PCI Hoosier Ridge N-22	65° 21′ 57″ 127° 34′ 49″	*Atco Equtak # 76*	84-01-31 84-04-06	Plugged & Abandoned	1095
Forward et al Camp M-61	67° 00′ 56″ 124° 13′ 01″	*Mr. Ben*	84-01-03 84-01-30	Plugged & Abandoned	1145
Home et al Kakisa River J-42	60° 01′ 43″ 118° 38′ 06″	*Hi-Tower # 17*	84-02-10 84-03-12	Plugged & Abandoned	1750
Northcor et al Trainor Lake N-25	60° 14′ 48″ 120° 34′ 52″	*Spartan 20*	84-02-05 84-03-27	Plugged & Abandoned	2314
Northcor et al Island River G-38	60° 07′ 29″ 121° 34′ 10″	*Guthrie MacLaren # 5*	84-02-14 84-04-01	Plugged & Suspended	2446
NSM Bluefish A-49	64° 58′ 14″ 125° 52′ 45″	*Peter Bawden # 1*	84-01-31 84-02-27 Re-entry 84-12-08 84-12-19	Plugged & Suspended	1305
Forward et al Ewekka C-11	67° 39′ 55″ 126° 33′ 30″	*Mr. Ben*	84-02-15 84-03-11	Plugged & Abandoned	1340
Forward et al Dahadinni J-66	62° 35′ 44″ 124° 41′ 57″	*Mr. Gary*	84-02-12 84-03-11	Suspended	1160*
NSM Arrowhead G-69	60° 38′ 32″ 122° 57′ 00″	*Regent Rig 2*	84-02-13 84-03-30	Plugged & Suspended	2500
Northcor et al Cormack I-19	60° 58′ 45″ 122° 32′ 15″	*Spartan 21*	84-02-27 84-03-26	Plugged & Abandoned	1702
NSM Mirror Lake O-33	64° 52′ 46″ 126° 51′ 17″	*Peter Bawden #1*	84-03-06 84-04-07	Plugged & Suspended	2026
PCI Sammons H-55	65° 24′ 28″ 128° 24′ 45″	*Atco Equtak # 76*	84-03-14 84-05-20	Plugged & Abandoned	1710
Forward et al Aubry J-13	67° 12′ 37″ 126° 47′ 40″	*Mr. Ben*	84-03-18 84-04-08	Plugged & Abandoned	1330
Northcor et al Jackfish L-63	60° 52′ 40″ 124° 27′ 57″	*Badger 20*	84-03-24 84-09-21	Plugged & Abandoned	3010
AT&S Carcajou D-05	65° 34′ 13″ 128° 16′ 43″	*Kenting #33*	84-12-22	Drilling	526
Exco et al West Parkin D-54	66° 13′ 10″ 137° 26′ 10″	*Custom Drilling #94*	84-12-20	Drilling	81
PCI et al Morrow Creek J-71	65° 20′ 44″ 127° 28′ 42″	*Atco Equtak # 76*	84-12-05 84-12-26	Plugged & Abandoned	1050
Home et al Silt Lake A-64	60° 03′ 17″ 118° 56′ 36″	*High Tower # 17*	83-12-29 84-02-04	Plugged & Suspended	1833
Exco et al Cameron River L-11	60° 00′ 38″ 117° 03′ 28″	*Arnco # 1*	84-12-23	Drilling	358

* To be re-entered for further drilling in 1985.

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	9	9	6	0
Seismic programs run	13	9	10	11
Kilometres of seismic shot	7 959	7 684	6 355	13 052
Drilling authorities issued	6	14	7	4
Wells spudded	6	11	7	4
Wells reached total depth	11	5	7	6
Metres drilled	31 682	37 381	23 580	29 055
Rigs active	11	9	8	6
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	27.2	28.1	18.3	20.8
Drilling	786.4	629.8	600.0	540.0
Total	813.6	657.9	618.3	560.8
Discovered resources*				
Gas (billion m^3)	279.5	286.5	254.8	246.5
Oil (million m^3)	130.4	133.0	111.3	93.2

* Best current estimate including revisions to earlier discoveries

Name of Well	*Latitude, Longitude*	*Drilling Unit*	*Spudded, Terminated*	*Status*	*Total Depth (m)*
Dome et al Aiverk 2I-45	77°24'44" 133°42'21"	*Explorer IV* *Explorer I* *Explorer I*	82-11-01 Re-ent. 83-07-22 Re-ent. 84-07-27 84-10-11	Plugged & Abandoned	5034
Dome et al Havik B-14	70° 20' 11" 132° 13' 05"	*Explorer III* *Explorer II* *Explorer II*	83-07-17 Re-ent. 84-10-06 Re-ent. 83-09-13 84-06-29	Plugged & Suspended	4750
Dome et al Natiak O-44	70° 03' 57" 137° 13' 07"	*Explorer II* *Explorer I*	83-07-16 Re-ent. 84-09-25 84-08-30	Plugged & Abandoned	4650
Dome et al Siulik I-05	70° 24' 38" 134° 30' 40"	*Explorer IV* *Explorer IV*	83-07-25 Re-ent. 84-10-18 84-07-31	Plugged & Abandoned	4824
Dome et al Arluk E-90	70° 19' 23" 135° 26' 31"	*Explorer III* *Explorer III*	83-07-30 Re-ent. 84-10-23 84-08-01	Plugged & Suspended	4300
Gulf et al Pitsiulak A-05	69° 54' 14" 136° 45' 35"	*Kulluk* *Kulluk*	83-08-22 Re-ent. 84-07-26 84-06-18	Plugged & Abandoned	2192
Gulf et al Amauligak J-44	70° 03' 31" 133° 42' 45"	*Kulluk* *Kulluk*	83-11-16 Re-ent. 84-09-23 84-07-29	Plugged & Suspended	4002
Esso Home PCI et al Amerk O-09	69° 58' 56" 133° 30' 51"	*SCRI Esso # 7*	84-08-22	Testing	5000
Gulf et al Tarsiut P-45 (Tarsiut delineation)	69° 54' 55" 136° 25' 04"	*Molikpaq*	84-09-25 84-12-24	Plugged & Abandoned	3042
Esso Trillium Adgo H-29 (Adgo delineation)	69° 28' 23" 135° 50' 21"	*Kenting 32*	84-09-27	Testing	3314
Dome Nerlerk J-67 (Nerlerk delineation)	70° 26' 42" 133° 19' 29"	*Kulluk*	84-09-26 84-10-15	Suspended	2367*
Esso PCI Home et al Nipterk L-19	69° 48' 38" 135° 19' 53"	*Esso # 3*	84-10-83	Drilling	
Gulf et al Akpak P-35	70° 14' 52" 134° 09' 22"	*Kulluk*	84-10-17 84-11-08	Suspended	2169*
Esso Home et al Kadluk O-07	69° 46' 48" 136° 01' 14"	*SCRI Esso #7*	83-09-25 84-04-24	Plugged & Abandoned	3896
Gulf et al Kogyuk N-67	70° 06' 50" 133° 19' 47"	*SSDC CBIR #2*	83-10-28 84-01-30	Plugged & Abandoned	4798
Esso PCI Home et al Tuk M-09	69° 18' 51" 133° 02' 06"	*Esso #2*	83-11-18 84-03-06	Plugged & Abandoned	3030
Esso PCI Home et al Nuna A-10	69° 09' 00" 133° 15' 04"	*Esso #3*	83-12-21 84-02-04	Plugged & Abandoned	3250

* To be re-entered for further drilling in 1985.

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	3	0	21	1
Seismic programs run	1	2	6	7
Kilometres of seismic shot	601	1 142	5 126	2 425
Drilling authorities issued	3	4	6	3
Wells spudded	3	4	7	6
Wells reached total depth	4	5	6	5
Metres drilled	11 007	12 087	18 987	14 712
Rigs active	4	4	6	3
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	4.6	6.2	15.6	9.1
Drilling	64.0	67.8	122.5	59.5
Total	68.6	74.0	138.1	68.6
Discovered resources*				
Gas (billion m^3)	390.1	372.8	379.5	326.5
Oil (million m^3)	49.3	76.1	47.7	42.0

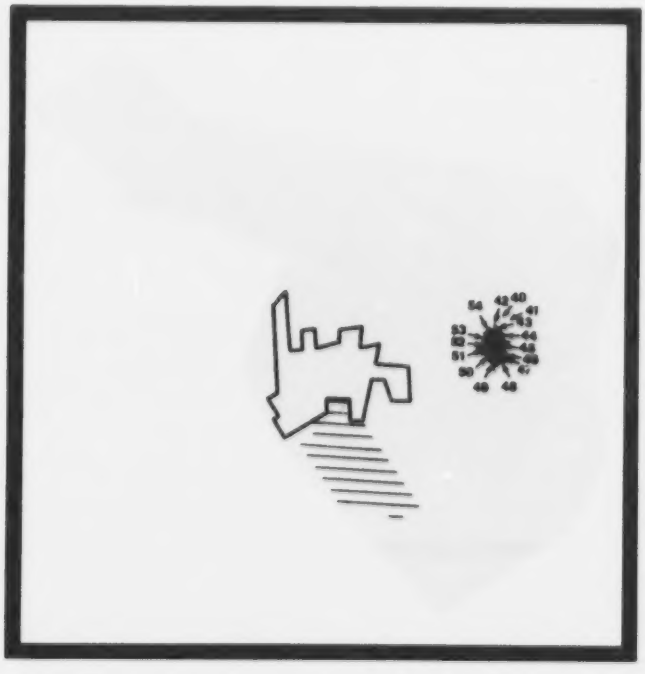
* Best current estimate, including revisions to earlier discoveries

Name of well	*Latitude, Longitude*	*Drilling Unit*	*Spudded, Terminated*	*Status*	*Total Depth (m)*
Panarctic Sherard Bay F-34	76° 13' 22" 108° 43' 39"	*Polaris 10*	83-10-08 84-05-01	Plugged & Abandoned	5449
Panarctic et al Cisco M-22 (Cisco delineation)	77° 22' 05" 106° 10' 54"	*Panarctic Rig C*	84-01-22 84-04-12	Plugged & Abandoned	2367
Panarctic et al Skate C-59 (Skate delineation)	77° 48' 15" 104° 51' 28"	*Panarctic Rig B*	84-01-15 84-04-13	Plugged & Abandoned	2300
Panarctic et al Buckingham B-69	77° 08' 02" 91° 23' 38"	*Panarctic Rig A*	84-02-17 84-05-14	Plugged & Abandoned	2772

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	0	0	0	1
Seismic programs run	2	2	1	0
Kilometres of seismic shot	491	8 447	5 488	0
Drilling authorities issued	0	0	0	0
Wells spudded	0	0	0	0
Wells reached total depth	0	0	0	0
Metres drilled	0	0	0	0
Rigs active	0	0	0	0
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	1.1	7.0	6.5	0
Drilling	0	0	0	0
Discovered resources				
Gas (billion m^3)	0	0	0	0
Oil (million m^3)	0	0	0	0

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	13	32	0	0
Seismic programs run	12	21	33	34
Kilometres of seismic shot	27 808	48 261	61 411	41 874
Drilling authorities issued	13	9	5	8
Wells spudded	12	7	5	8
Wells reached total depth	10	9	4	8
Metres drilled	46 759	29 815	23 105	38 340
Rigs active*	9	9	7	6
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	27.8	37.4	71.6	43.8
Drilling	485.9	436.9	210.0	308.0
Total	513.7	494.3	281.6	351.8
Discovered resources**				
Gas (billion m^3)	145.2	126.7	124.0	124.0
Oil (million m^3)	159.9	211.5	237.5	230.5

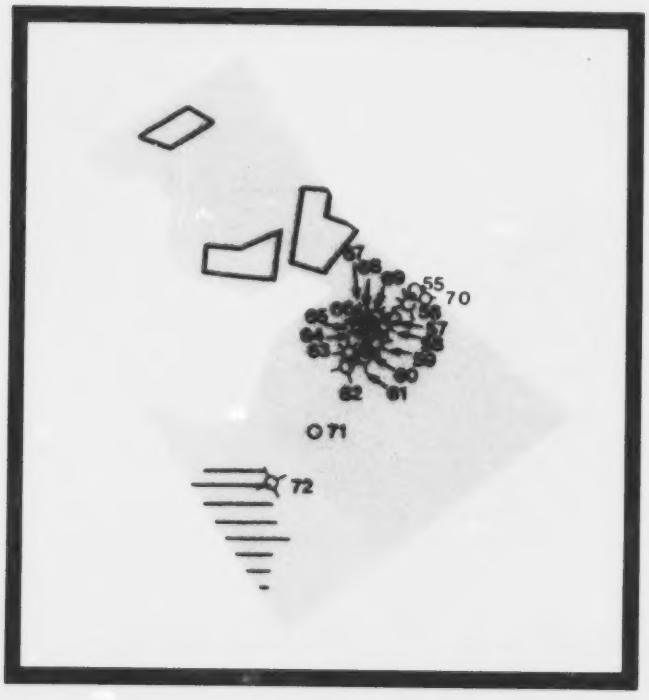
* Five rigs worked off both Nova Scotia and Newfoundland in 1984
** Best current estimate, including revisions to earlier discoveries



Name or Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded Terminated	Status	Total Depth (m)
Petro-Canada et al Corte Real P-85	56 04 49 58 12 00	*Pacesetter I*	81-10-05 Re-ent		
		Nobledrill II	82-07-12 Re-ent		
		Nobledrill II	83-07-23 Re-ent		
		Nobledrill II	84-08-04	Plugged & Abandoned	4395
Mobil et al Hiberna C-96 (Hiberna delineation)	46 43 11 48 44 36	*West Venture*	84-01-21 84-07-14	Plugged & Suspended	4420
Husky-Bow Valley et al Voyager I-18	46 27 30 48 17 02	*Sedco 709*	84-02-26 84-06-11	Plugged & Abandoned	3743
Mobil et al South Mara C-13	46 42 04 48 32 18	*John Shaw*	84-03-21 84-10-18	Plugged & Abandoned	5034
Canterra PC I et al Port-au-Port I-97	46 16 38 48 44 07	*Sedco 710*	84-06-11 84-07-18	Plugged & Abandoned	2700
Husky-Bow Valley et al Archer K-19	46 38 43 48 02 18	*Beaufort III*	84-06-26 84-12-15	Plugged & Abandoned	4286
Husky-Bow Valley et al Whiterose N-22	46 51 48 48 03 36	*Sedco 709*	84-08-27 85-01-04	Plugged & Abandoned	4628
Petro-Canada et al West Ben Nevis B-75 (Ben Nevis delineation)	46 34 01 48 26 04	*Beaufort I*	84-07-18	Drilling	3922
Petro-Canada et al Terra Nova K-18 (Terra Nova delineation)	46 27 44 48 32 31	*Sedco 710*	84-07-18 84-11-21	Plugged & Abandoned	3925
Mobil et al Mara M-54	46 43 48 48 38 43	*John Shaw*	84-10-21	Drilling	
Canterra PC I et al Beothuk M-05	46 24 48 48 31 14	*Vi[illegible]*	84-11-06	Drilling	
Mobil et al Hiberna K-14 (Hiberna delineation)	46 43 40 48 47 36	*West Venture*	83-08-09 84-01-15	Plugged & Suspended	4462
Husky-Bow Valley et al Trave E-87	46 56 18 47 58 10	*John Shaw*	83-11-12 84-03-18 Re-Entry 84-06-13 84-06-26	Plugged & Abandoned	3985
Husky-Bow Valley et al Conquest I-80	47 08 35 48 15 45	*Beaufort II*	84-11-13	Drilling	
Husky-Bow Valley et al N. Ben Nevis I-93	46 42 49 48 28 24	*Beaufort III*	84-12-18	Drilling	
Petro-Canada et al Terra Nova K-08	46 27 32 48 30 60	*Sedco 710*	84-07-18 84-11-21	Plugged & Abandoned	4500

	1984	1983	1982	1981
Exploration agreements concluded	15	5	20	10
Seismic programs run	17	38	32	16
Kilometres of seismic shot	21 587	38 495	35 923	27 169
Drilling authorities issued	11	12	6	2
Wells spudded	14	12	6	2
Wells reached total depth	13	11	5	1
Metres drilled	71 046	60 088	28 544	7 994
Rigs active	10	9	6	2
Dollars spent by operators (millions)				
Seismic	23.2	50.5	43.8	25.2
Drilling	594.7	579.4	220.0	65.0
Total	617.9	629.9	263.8	90.2
Discovered resources**				
Gas (billion m^3)	122.6	108.7	79.3	60.4
Oil (million m^3)	16.7	13.7	8.2	8.2

* Includes Gulf of St. Lawrence and Bay of Fundy
** Best current estimate, including revisions to earlier discoveries



Name of Well	*Latitude, Longitude*	*Drilling Unit*	*Spudded, Terminated*	*Status*	*Total Depth (m)*
Shell Petro-Canada et al Uniacke G-72	44°11'28" 59°41'10"	*Vinland*	83-05-09 84-04-04	Plugged & Abandoned	5735
Mobil et al Venture H-22 (Venture delineation)	44°01'24" 59°33'06"	*Zapata Scotian*	83-07-26 84-04-16	Plugged & Abandoned	5944
Home et al Louisbourg J-47	44°26'43" 58°21'26"	*Glomar Labrador I*	83-11-25 84-10-13	Plugged & Abandoned	6043
Shell PCI et al Alma F-67	43°36'18" 60°39'56"	*Sedco 709*	83-12-02 84-07-05	Plugged & Abandoned	5054
Husky–Bow Valley et al Chebucto K-90	43°39'45" 59°42'52"	*Bowdrill II*	84-01-06 84-08-02	Plugged & Abandoned	5235
Bow Valley–Husky et al South Griffin J-13	44°22'38" 58°01'55"	*Rowan Gorilla I*	84-01-08 84-08-20	Plugged & Abandoned	5911
Petro-Canada et al Bonnet P-23	42°22'49" 65°03'02"	*Bowdrill I*	84-01-14 84-04-04	Plugged & Abandoned	4336
Husky–Bow Valley et al Evangeline H-98	43°17'27" 60°58'51"	*Bowdrill III* *Bowdrill II*	84-03-27 84-06-16 Re-enter 84-08-03 84-11-01	Plugged & Suspended Plugged & Abandoned	3364 5044
Shell PCI et al South Desbarres O-76	44°05'56" 59°55'59"	*Vinland*	84-04-16 84-10-13	Plugged & Abandoned	6039
Petro-Canada et al Dover A-43	44°22'09" 60°06'09"	*Bowdrill I*	84-04-17 84-07-10	Plugged & Abandoned	4525
Mobil et al West Venture N-91	44°00'46" 59°44'27"	*Zapata Scotian*	84-04-19	(well control operations)	5547
Mobil et al West Venture C-62	44°01'04" 59°40'00"	*Rowan Juneau*	84-05-19	Drilling	5252
Shell PCI et al Glenelg E-58 & E-58A*	43°37'18" 60°08'52"	*Sedco 709*	84-07-07 84-10-20	Plugged & Abandoned	4192
Bow Valley–Husky et al Hesper P-52	44°41'56" 57°52'46"	*Rowan Gorilla I*	84-08-22	Drilling	5831
Mobil et al West Venture B-92	44°01'08" 59°44'59"	*Glomar Labrador I*	84-10-24 84-12-12	Plugged & Abandoned	722
Shell PCI et al Glenelg H-38	43°37'20" 60°04,49"	*Sedco 709*	84-10-26	Drilling	4624
PEX Texaco et al Albatross B-13	42°42'11" 63°02'15"	*Sedco 710*	84-12-13	Drilling	4125
Home et al Citadel H-52	44°11'25" 58°52'40"	*Glomar Labrador I*	84-12-18	Drilling	928

* Deviation from original well E-58

COGLA Offices

Region	*Mailing Address*	*Street Address*	*Telephone*	*Telex*	*Telecopier*
Headquarters	15th Floor, Tower B 355 River Road Vanier, Ontario K1A 0E4	14th Floor, Tower B 355 River Road Vanier, Ontario	(613) 993-3760	053-4366	993-9847
Maritime	2000 Barrington Street Suite 102 Halifax, Nova Scotia B3J 3K1	Cogswell Tower, Scotia Square 2000 Barrington Street Suite 102 Halifax, Nova Scotia	(902) 426-8570	019-23632	426-5253
	P.O. Box 1006 Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4A2	Bedford Institute of Oceanography Dartmouth, Nova Scotia	(902) 426-3179 426-2525	—	—
Newfoundland and Labrador	140 Water Street 5th Floor St. John's, Newfoundland A1C 6H6	140 Water Street 5th Floor St. John's, Newfoundland	(709) 772-2125	016-4031	772-2127
Northwest Territories	P.O. Box 1500 Yellowknife, N.W.T. X1A 2R3	Bellanca Building 4914 – 50th Street 6th Floor Yellowknife, N.W.T.	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
	P.O. Box 2020 Inuvik, N.W.T. X0E 0T0		(403) 979-3006	034-44541	979-2080
Western	P.O. Box 2638 Station M Calgary, Alberta T2P 3C1	Room 482 220 – 4th Avenue, SE Calgary, Alberta	(403) 231-3631	—	—

ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA

RAPPORT ANNUEL

1984

TABLE DES MATIÈRES

Message des ministres	2
Le forage dans les Terres du Canada	4
Faits saillants de 1984	6
Profil de l'organisme	7
Travaux d'exploration et résultats	9
Activités de mise en valeur et de production	11
Gestion des terres	13
Sécurité en milieu de travail	15
Protection de l'environnement	18
Retombées pour le Canada	21
Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore	23
Négociations Canada–Terre-Neuve	25
Différend au sujet des limites territoriales du golfe du Maine	25
Résumé statistique régional	
Terres du Canada	31
Partie continentale des Territoires	32
Delta du Mackenzie–mer de Beaufort	34
Îles de l'Arctique–Est de l'Arctique	36
Baie d'Hudson	38
Grands Bancs et mer du Labrador	40
Zone au large de la Nouvelle-Écosse	42
Bureaux de l'APGTC	

Le présent rapport est soumis au Parlement du Canada conformément à l'article 73 de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*

Also available in English

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° de cat M 97-1984F

ISBN 0-662-92873-3

Photo de couverture gracieusete de Esso Ressources Canada Limitée

ADMINISTRATION DU PÉTROLE ET DU GAZ DES TERRES DU CANADA

RAPPORT ANNUEL 1984

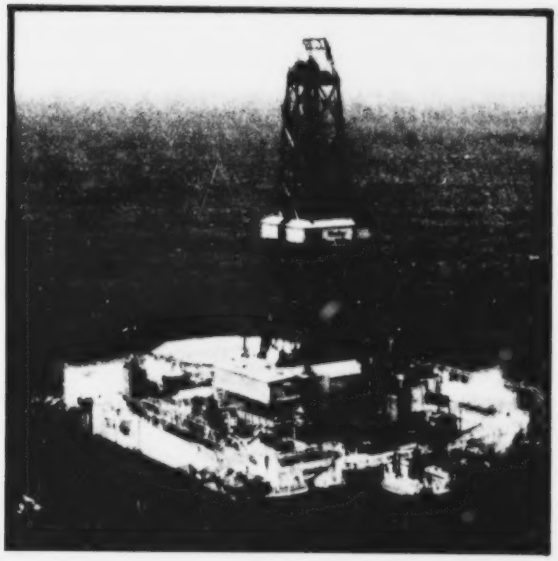


Photo gracieuseté de Husky Oil Operations Ltd.

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le troisième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada.

S'il est un point sur lequel le gouvernement du Canada et l'industrie pétrolière et gazière sont d'accord, c'est que seul un secteur de l'énergie dynamique et prospère peut servir de moteur à la croissance économique du Canada.

Dans cette optique, j'ai parcouru le Canada entier pour consulter tous les intervenants de cette industrie essentielle, en vue de déterminer quelle serait la meilleure façon d'accroître le rendement de ce moteur.

Les pronostics sont très positifs, non seulement en ce qui a trait aux ressources classiques des provinces, mais aussi dans le cas des Terres du Canada, soit dans les régions pionnières et au large des côtes. Dans le Nord et sur la côte est, on est de plus en plus convaincu que la mise en valeur des ressources, loin d'être un rêve, deviendra très bientôt une réalité.

Comme l'indique ce rapport annuel, on a énormément investi dans l'exploration des Terres du Canada; on travaille présentement à circonscrire les zones les plus prometteuses. Les recherches doivent se poursuivre, certes, mais nous sommes aussi sur le point d'entreprendre d'importants travaux de mise en valeur.

Un climat favorable dans lequel peuvent se dérouler les travaux dans les Terres du Canada exige l'entière collaboration des gouvernements fédéral et provinciaux. En 1984, nous avons accompli d'énormes progrès vers l'établissement d'un régime de gestion conjoint avec la province de Terre-Neuve pour le secteur offshore. Le Premier ministre, M. Brian Mulroney, a conclu en juin un accord de principe avec le premier ministre de Terre-Neuve, M. Brian Peckford, en précisant dans le détail ce qu'il ferait une fois élu.

Après l'élection de septembre, j'ai engagé de longues discussions avec mon homologue de Terre-Neuve et ses hauts fonctionnaires.

En Nouvelle-Écosse, j'ai eu l'honneur de conclure, avec mon homologue provincial, l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur le Fonds de développement, qui consacrera 200 millions de dollars, au cours des quatre prochaines années, à la construction de l'infrastructure nécessaire à l'exploitation des ressources sous-marines. En même temps, j'ai approuvé les quatre premiers projets qui relèvent de cet accord. Rappelons que celui-ci fait partie intégrante de la législation Canada—Nouvelle-Écosse sur l'offshore qui a été adoptée par le Parlement canadien et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse en 1984.

Le gouvernement étudie également les recommandations contenues dans le *Premier rapport de la Commission d'enquête sur le naufrage de l'Ocean Ranger*, qui a été rendu public en 1984. Au cours de l'année visée par ce rapport, l'APGTC était responsable de la sécurité sur les Terres du Canada, en mer comme sur terre, et avait déjà incorporé à ses lignes directrices et dans ses projets de règlements bon nombre des recommandations de la Commission royale d'enquête.

En décembre, le ministre de la Défense nationale et moi avons annoncé une augmentation des ressources pour la recherche et le sauvetage dans la région des Grands Bancs, notamment par l'addition de nouveaux aéronefs à voilure fixe et par le déploiement d'hélicoptères. Comme convenu avec l'APGTC dans le cadre des lignes directrices relatives aux forages offshore, l'industrie prend des mesures pour compléter le dispositif de recherche et de sauvetage du ministère de la Défense nationale.

L'exploration et la mise en valeur des ressources dans les Terres du Canada demeurent des priorités du gouvernement, mais elles doivent obligatoirement passer par la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement.

La recherche et la mise en valeur de nos ressources dans les Terres du Canada se dérouleront en toute sécurité et avec efficacité. Compte tenu du climat de collaboration qui s'est installé avec les provinces et les territoires, et compte tenu aussi de la consultation étroite avec l'industrie, nous entrevoyons l'avenir avec optimisme.

Pat Carney

Pat Carney

C'est avec plaisir que je me joins à ma collègue, Mme Pat Carney, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour vous présenter le troisième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada, qui agit en mon nom pour toutes les terres situées au nord du 60e parallèle.

Bien que ma principale préoccupation, en ce début de mandat, ait été de consulter autant que possible les gens qui travaillent et vivent dans le Nord, je crois, comme ma collègue, qu'une industrie énergétique forte et en pleine croissance est un des «moteurs de la croissance économique» dans ce pays. Nul progrès durable n'est possible sur le plan social sans des progrès comparables dans le domaine économique; tel est le principe sous-jacent aux efforts que déploie le gouvernement pour favoriser le développement économique dans le Nord.

L'année 1984 a été marquée par des progrès constants. Cela augure bien pour l'avenir de l'industrie pétrolière et gazière dans les régions pionnières du Canada.

Les travaux de construction visant le projet d'expansion mis en œuvre au champ pétrolier Norman Wells se sont poursuivis conformément à l'échéancier. L'expansion devrait s'achever au début de 1985 et permettre de faire passer la production du gisement d'environ 475 m^3 à 4 400 m^3 (3 000 à 27 000 barils) par jour.

Des découvertes importantes de pétrole et de gaz se succèdent dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Les choses s'annoncent bien aussi dans la vallée du Mackenzie, où l'industrie, manifestant un regain d'intérêt pour cette région, a foré 15 nouveaux puits d'exploration en 1984.

Même si l'industrie a encore des défis technologiques à relever dans les îles de l'Arctique, elle a franchi une étape importante lorsqu'un plan de mise en valeur a été soumis pour approbation à l'APGTC pour le gisement Bent Horn, dans l'île Cameron. C'est la première fois que du pétrole brut de l'Extrême-Arctique sera produit et expédié par navire vers les marchés du sud, par le passage du Nord-Ouest.

Tous ces travaux sont une source de croissance économique et d'emplois pour les habitants du Nord. En 1984, les dépenses d'exploration ont atteint environ un milliard de dollars dans les deux territoires. Quelque 3 900 personnes œuvraient dans les domaines de l'exploration et de la mise en valeur.

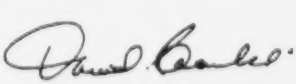
La Commission d'examen des évaluations environnementales dans la mer de Beaufort a déposé son rapport officiel en 1984; elle recommande que les travaux de mise en valeur se fassent de façon graduelle, à une échelle convenable. Le gouvernement étudie attentivement les recommandations de ce rapport avant de faire connaître sa position, qui servira de cadre pour les futurs travaux de mise en valeur.

Ces activités s'annoncent très prometteuses pour les dix prochaines années. Le gisement de pétrole Amauligak découvert par la société Gulf dans la mer de Beaufort et le gisement de gaz et condensat Tuk découvert par la société Esso dans le delta du Mackenzie recèlent peut-être des réserves d'importance commerciale. Les gisements de gaz connus de l'Extrême-Arctique et du delta comptent parmi les plus vastes que l'on ait découverts au Canada. L'intérêt que manifeste l'industrie dans la mise en valeur des nouvelles réserves d'hydrocarbures du Nord s'est accru après que furent annoncés des projets de construction d'oléoducs et de gazoducs jusque dans la vallée du Mackenzie et diverses autres propositions qui prévoient le transport par mer du gaz naturel liquéfié provenant des îles de l'Arctique.

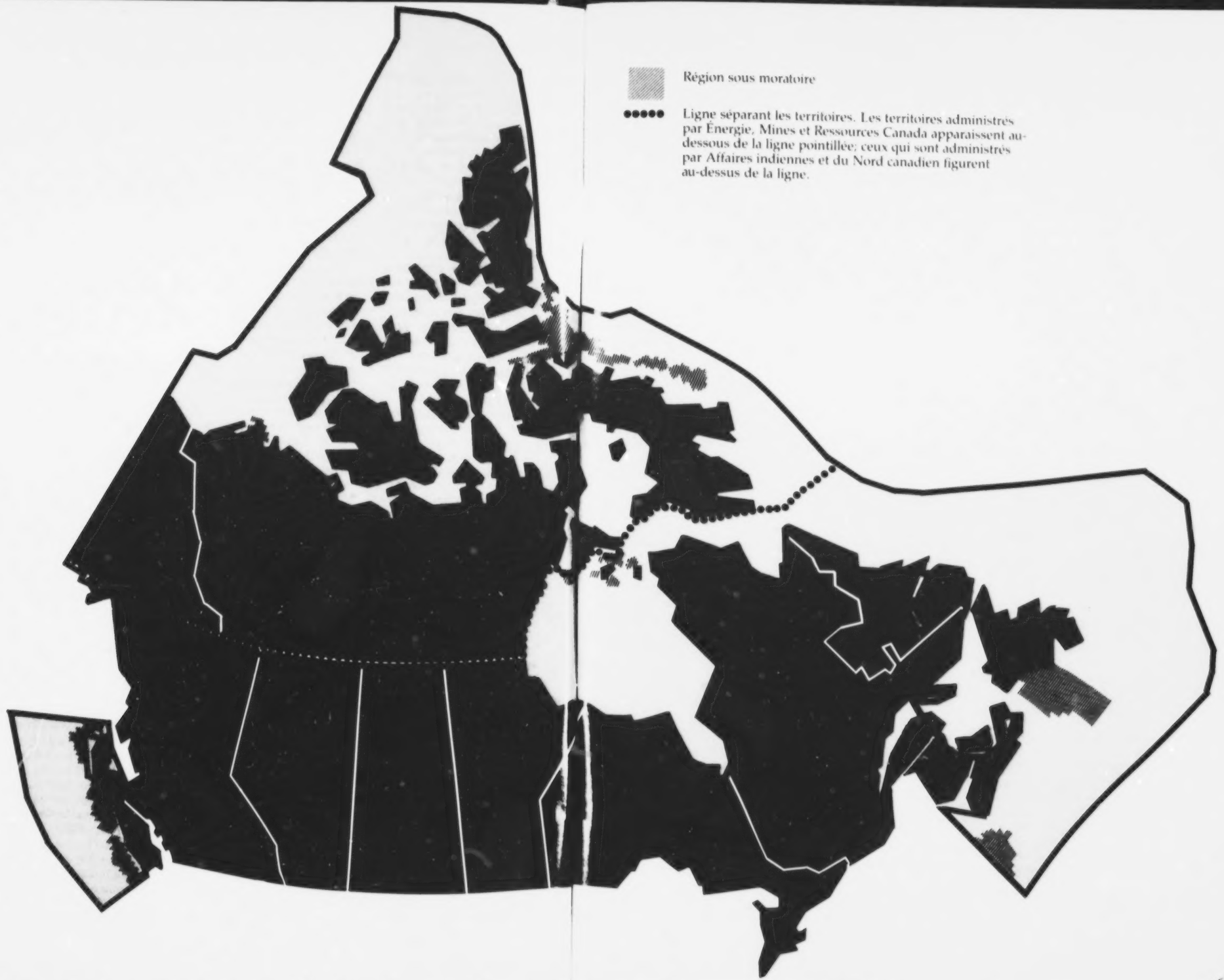
Les habitants du Nord prendront une part de plus en plus active à l'activité pétrolière et gazière. Un fait important à cet égard a été la signature de l'Accord final des Inuvialuit, sanctionné par une loi en juillet 1984. Cette loi établit pour les résidents de six localités du delta du Mackenzie et de la partie ouest de la mer de Beaufort, où le potentiel en pétrole et en gaz est fort prometteur, toute une gamme d'avantages et de droits socio-économiques.

L'Accord permettra en outre d'établir des relations nouvelles et directes entre l'industrie et les Inuvialuit sur des projets touchant l'utilisation de leurs terres, grâce notamment au régime d'administration des terres qui a été institué.

Comme à peu près tout ce qui se fait dans le Nord, le développement de l'industrie du pétrole et du gaz fait face à de nombreux défis. Je crois cependant que les habitants du Nord, et l'ensemble de la population canadienne, en retireront au bout du compte d'importants bénéfices. Quant à moi, j'ai l'intention de veiller à ce que les futurs travaux de mise en valeur produisent les résultats escomptés, avec tout le respect qui est dû à l'environnement et dans un contexte propre à favoriser le développement social des collectivités.



David Crombie



Région sous moratoire

Ligne séparant les territoires. Les territoires administrés par Énergie, Mines et Ressources Canada apparaissent au-dessous de la ligne pointillée; ceux qui sont administrés par Affaires indiennes et du Nord canadien figurent au-dessus de la ligne.

Faits saillants de 1984

La principale tâche de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada est d'encourager l'industrie du pétrole et du gaz a découvrir, à mettre en valeur et, finalement, à produire du pétrole et du gaz dans les Terres du Canada. Il lui incombe également de voir à ce que ces travaux se fassent en toute sécurité, dans le respect de l'environnement et qu'ils offrent aux Canadiens un accès plein et équitable aux avantages qui en découlent au plan industriel, au plan de l'emploi et au plan socio-économique.

En 1984, les travaux d'exploration ont débouché sur 11 découvertes, soit plus du double des résultats de l'année précédente. En outre, l'APGTC a conclu 47 nouveaux accords d'exploration. Cela porte à 167 le nombre total d'accords négociés aux termes de la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada*.

Une demande de propositions a été publiée à la fin de décembre en vertu de la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada*. À la suite d'une décision de l'Office Canada—Nouvelle-Écosse, le gouvernement a offert deux parcelles situées au large de la Nouvelle-Écosse, au sud de l'île de Sable.

Des progrès ont également été faits dans la mise en valeur de deux gisements importants. En effet, au gisement de pétrole Hibernia, dans les Grands Bancs, et au gisement de gaz naturel Venture, près de l'île de Sable, les forages de délimitation se sont poursuivis et des études techniques et autres ont été réalisées par la société Mobil Oil Canada, Ltd. et ses partenaires.

L'APGTC a étudié le plan de mise en valeur et la demande de licence de production que lui a présentés la société Panarctic Oils Ltd., pour le champ pétrolier Bent Horn, dans l'Extrême-Arctique. Le gisement Bent Horn deviendra le premier cas dans les îles de l'Arctique où du pétrole sera produit à l'échelle commerciale.

Dans le cadre du projet d'expansion au champ pétrolier Norman Wells, dont le coût est évalué à 600 millions de dollars, les travaux de construction étaient presque terminés en 1984. Ce projet d'expansion, qui prévoit notamment la mise en place d'un procédé d'injection d'eau, fera passer la capacité de production de ce gisement de 477 m^3 (3 000 barils) par jour à 4 400 m^3 (27 700 barils) par jour.

L'APGTC a poursuivi ses efforts en vue de favoriser la participation des sociétés canadiennes à la mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions pionnières. Les sociétés Husky-Bow Valley, Home, Petro-Canada, Canterra, Dome et Panarctic ont joué un rôle de premier plan dans les Terres du Canada. Dans la vallée du Mackenzie, les travaux d'exploration exécutés au cours de l'année ont été réalisés en bonne partie par des entreprises canadiennes de plus petite taille.

L'APGTC, qui cherche constamment à faire en sorte que les entreprises canadiennes aient un accès «plein et équitable» aux retombées des activités pétrolières et gazières menées dans les Terres du Canada, a participé à la mise sur pied du Programme des débouchés commerciaux canadiens, qui réunit des sociétés pétrolières et des fournisseurs canadiens.

La question de la sécurité était également au centre des grandes préoccupations de l'APGTC en 1984. L'APGTC a collaboré pleinement aux travaux de la Commission royale chargée d'enquêter sur le naufrage de l'Ocean Ranger survenu en 1982. La première partie du rapport de la Commission a été rendue publique à l'été de 1984, et on attend la seconde tranche en 1985. Au moment de la parution de la partie I, l'APGTC avait déjà incorporé à ses règlements et lignes directrices bon nombre des recommandations contenues dans ce rapport.

L'APGTC a également poursuivi ses efforts de consultation et de collaboration avec l'industrie pour établir les normes de sécurité les plus rigoureuses possibles. La mise au point d'une nouvelle cloche de plongée qui augmentera considérablement la protection des plongeurs travaillant dans le secteur au large des côtes est un exemple de projets réalisés conjointement par l'APGTC et l'industrie. Également en consultation avec l'industrie, l'APGTC a établi une réglementation globale visant la plongée. Pendant l'année, elle a procédé à plus de 200 inspections d'installations de forage et de chantiers de production. La Garde côtière canadienne a également vérifié le bon état de toutes les installations de forage et tous les navires de réserve.

Le problème de contrôle de puits qui s'est présenté au puits Uniacke G-72, au large de la Nouvelle-Écosse, constituait le premier incident de cette nature à se produire en milieu marin au Canada. Le puits a été maîtrisé sans qu'on déplore des pertes de vie ou des dommages à l'environnement. Cela démontre bien l'efficacité du dispositif d'intervention que le gouvernement et l'industrie ont mis en place pour faire face aux situations d'urgence en mer.

On ne saurait exploiter les ressources pétrolières et gazières sans tenir compte de l'effet possible des travaux sur l'environnement. En 1984, l'APGTC a reçu un rapport du Comité d'examen des évaluations environnementales dans la mer de Beaufort. Un comité d'examen des évaluations environnementales de la côte ouest a été mis sur pied. En étroite collaboration avec la société Mobil , l'APGTC a travaillé à préparer un énoncé des incidences environnementales du projet Hibernia.

La loi instituant l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse de 1982 a été promulguée en 1984; elle confère une existence juridique à l'Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore. Les premiers projets financés à même le fonds de développement de 200 millions de dollars, qui servira à aider la Nouvelle-Écosse à se doter de l'infrastructure dont elle a besoin, ont été annoncés en novembre.

Aucun déversement de pétrole d'importance ne s'est produit en 1984.

L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada

Créée en vertu d'un mémoire d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien en 1981, l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) voit à ce que les objectifs en matière d'énergie et en matière de développement du Nord soient atteints d'une façon qui soit compatible avec les politiques des deux ministères.

L'APGTC administre la part du gouvernement fédéral dans le pétrole et le gaz des Terres du Canada. Celles-ci ont une superficie de plus de 10 millions de kilomètres carrés et englobent une partie des territoires et de l'Arctique ainsi que certaines régions situées au large des côtes de la baie d'Hudson, de l'Atlantique et du Pacifique. L'APGTC est aussi chargée d'administrer la part du gouvernement fédéral dans des minéraux non combustibles au large des côtes de l'Atlantique, du Pacifique et de la baie d'Hudson, ainsi que dans le pétrole, le gaz et d'autres minéraux gisant dans les terres publiques que possède le gouvernement fédéral à l'intérieur des provinces.

L'APGTC joue le rôle de principal contact entre le gouvernement fédéral et l'industrie pétrolière pour toutes les activités pétrolières et gazières qui se déroulent dans les Terres du Canada. Elle fait rapport au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources (pour les régions situées au large des provinces) et au ministre des Affaires indiennes et du Nord Canadien (pour les territoires et les régions au large des côtes arctiques), par l'intermédiaire des sous-ministres compétents. L'orientation des politiques au sein de l'APGTC relève du Comité d'examen de la politique, qui est composé de l'Administrateur de l'APGTC et de hauts fonctionnaires de chacun des deux ministères. Le rôle du Comité est d'assurer que les orientations générales communiquées à l'APGTC sont compatibles avec les politiques de chaque ministère.

L'APGTC est constituée de six directions regroupées à l'administration centrale et de trois bureaux régionaux.

- La Direction de la gestion des terres est chargée d'administrer les droits d'exploration et de production accordés en vertu de la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada*. Elle négocie des accords d'exploration, surveille le rendement des détenteurs des droits et perçoit des redevances et d'autres revenus. Elle est aussi chargée d'accorder des droits sur le pétrole et le gaz dans les terres publiques du gouvernement fédéral dans les provinces et d'administrer ces droits.
- La Direction du génie voit à réglementer et à contrôler les travaux d'exploration, de mise en valeur et de production en vertu de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. Elle donne l'autorisation d'entreprendre des forages, à condition que les exigences en matière d'environnement aient été respectées et que la sécurité du matériel utilisé par l'industrie ait été vérifiée.
- La Direction de l'évaluation des ressources évalue le potentiel en ressources des Terres du Canada, autorise des études géophysiques et géologiques, analyse les facteurs et risques géologiques associés aux travaux de forage, et contrôle les données et les résultats de tous les travaux pétroliers et gaziers effectués dans les Terres du Canada.
- La Direction de la protection de l'environnement coordonne la diffusion de l'information sur les conditions et les normes qui doivent être respectées pour protéger l'environnement et assurer certains aspects de la sécurité. Dans le cours de ses activités, elle évalue les effets des conditions océanographiques et climatologiques et de l'état des glaces sur la sécurité et la protection des travailleurs. La Direction mesure aussi les effets des travaux de forage sur la biote marine et côtière ainsi que sur les rivages et sur les pêches. Elle considère le bien-fondé et l'efficacité des plans d'intervention en cas d'urgence et des régimes d'indemnisation.
- La Direction des retombées canadiennes évalue et contrôle les plans établis par l'industrie, pour voir à ce que les entreprises et les travailleurs canadiens tirent une part entière et équitable des retombées découlant des activités pétrolières et gazières. Elle négocie avec les entreprises pétrolières et gazières des plans de retombées qui sont incorporés aux accords d'exploration et aux plans de mise en valeur.
- La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques est chargée d'analyser et de mettre en œuvre les politiques touchant les Terres du Canada. Elle voit aussi à assurer la liaison avec d'autres organismes fédéraux et provinciaux.

Bureaux régionaux

L'APGTC a des bureaux régionaux à Yellowknife, à Halifax et à St-Jean, qui s'occupent respectivement de la région du Nord, du secteur au large de la Nouvelle-Écosse et du secteur au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador.

Entre autres fonctions, ces bureaux émettent des autorisations de forer un puits, autorisent des entreprises à procéder à des études géophysiques et géologiques, inspectent des installations de forage et surveillent tous les aspects des activités de l'industrie qui touchent la construction, la géologie, l'environnement et les retombées canadiennes. Les bureaux régionaux apportent aussi le point de vue des régions à l'élaboration des politiques, des procédures et des règlements, et jouent un important rôle de liaison avec des ministères provinciaux et fédéraux.

L'APGTC a un autre bureau à Inuvik et un centre d'information à Calgary.

Réglementation

La réglementation en vertu de la *Loi du pétrole et du gaz naturel du Canada* s'applique habituellement à partir du moment où sont publiés, sous forme de demandes de propositions, des avis publics demandant des soumissions pour obtenir les droits sur le pétrole et le gaz naturel dans des parcelles désignées. Les sociétés présentent des propositions visant des accords d'exploration qui leur accorderaient le droit de chercher du pétrole et du gaz. Le Ministre, par l'intermédiaire de l'APGTC, négocie ensuite des accords d'exploration avec les sociétés soumissionnaires, choisies à partir des propositions qu'elles ont présentées. On demande également aux entreprises de soumettre un plan de retombées canadiennes, qui satisfait les exigences du Ministre.

L'acceptabilité au niveau de l'environnement et sur le plan de l'exploitation sont les critères qui servent à évaluer le plan de travail d'un exploitant. Avant de commencer des forages, un exploitant doit obtenir une Approbation de programme de forage et une Autorisation de forer un puits, toutes deux accordées en vertu du *Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada*. L'APGTC inspecte et contrôle tous les travaux d'exploration.

Une entreprise qui fait une découverte d'importance commerciale peut demander une licence de production, à condition que le taux de participation canadienne dans cette licence soit d'au moins 50 %. Avant d'entreprendre des travaux de production, la société doit faire approuver par le Ministre un plan de mise en valeur. À cette fin, l'exploitant doit communiquer, dans le plan de mise en valeur, les renseignements techniques et environnementaux requis et établir un plan de retombées canadiennes.

Chargement de navires de ravitaillement dans le port de St-Jean (T.-N.).

Photo gracieuseté de Husky Oil Operations Ltd

En 1984, l'industrie a foré 43 puits d'exploration et dix puits de délimitation, comparativement à 29 puits d'exploration et quatre de délimitation l'année précédente. Onze de ces puits ont laissé jaillir du pétrole ou du gaz au moment des essais, soit six de plus qu'en 1983. Parmi les 11 gisements découverts, deux contenaient exclusivement du pétrole, trois renfermaient à la fois du pétrole et du gaz et six contenaient du gaz ou du condensat de gaz. Il faudra poursuivre les forages pour mieux évaluer l'importance commerciale de ces découvertes. Les forages de mise en valeur se sont poursuivis au gisement Norman Wells, où le forage de 69 puits a été complété au cours de l'année.

Les découvertes faites jusqu'en 1985 ainsi que les réserves potentielles sont présentées en résumé dans les graphiques suivants.

Forage dans l'Atlantique

Les travaux de forage se sont intensifiés au large de la côte est; 23 puits ont été forés jusqu'à la profondeur maximale, soit trois de plus qu'en 1983. Quatorze unités de forage ont été maintenues en service pendant la majeure partie de l'année. L'industrie a foré 16 puits d'exploration, qui ont mis au jour trois gisements de gaz et de condensat dans la région de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. Les forages ont aussi mené à la découverte d'un gisement de pétrole, d'un gisement de condensat de gaz et de deux gisements de pétrole et de gaz dans la partie nord-est des Grands Bancs. Parmi les puits de délimitation, un a été foré dans la formation Venture, deux dans le gisement de gaz Glenelg (J-48), découvert en 1983, et deux dans le champ Hibernia. Un puits de délimitation complémentaire a été foré dans la formation pétrolifère Terra Nova, où a eu lieu une découverte en mai 1984. Un puits d'intervention a été commencé dans le champ West Venture, mais a été abandonné à une faible profondeur.

Dans le plateau Scotian, la société Shell et ses partenaires ont annoncé la découverte de gaz et de condensat dans deux de leurs puits. Le puits Uniacke G-72, dont le forage a débuté au milieu de 1983, au nord de l'île de Sable, a débité du gaz dans l'une des cinq zones d'essai, dès le début de 1984, au rythme de 583 000 m^3 par jour, et du condensat à raison de 23,5 m^3 par jour. Au milieu de l'année, le puits Alma F-67 de la société Shell, situé au sud-ouest de l'île de Sable, a laissé jaillir du gaz dans trois des cinq zones d'essai, au rythme de 842 000 m^3 par jour, ainsi que du condensat à raison de 59 m^3 par jour. La société a annoncé que des plans de forage de délimitation étaient à l'étude.

La société Husky-Bow Valley a révélé que des essais de production de gaz étaient en cours à son puits Chebucto K-90, au sud de l'île de Sable. Cependant, les résultats complets des essais n'ont pas encore été rendus publics.

Six autres puits d'exploration forés dans le plateau Scotian n'ont permis de déceler aucune trace d'hydrocarbures ou bien ont débouché sur de faibles accumulations de gaz sans intérêt commercial. Un quatrième puits de délimitation, le H-22, a été foré avec succès dans le champ Venture; par ailleurs deux puits complémentaires ont été forés dans le gisement de gaz Glenelg de la société Shell, découvert en 1983, et l'un d'eux a laissé jaillir du gaz lors des essais.

Dans la région au large des côtes de Terre-Neuve—Labrador, l'industrie a foré sept puits d'exploration et trois puits de délimitation, qui ont débouché sur un gisement de pétrole, deux de gaz et de pétrole et un de condensat de gaz.

Le gisement de pétrole découvert par la société Petro-Canada et al, le Terra Nova K-08, a débité du pétrole dans quatre zones d'essai, à raison de 832 m^3 par jour. Un puits complémentaire, le K-18, qui a été foré plus tard, 2 km plus à l'ouest, n'a donné aucun résultat.

Du gaz et du pétrole ont été découverts par la société Mobil et ses partenaires au puits South Mara C-13, au sud-est de Hibernia (399 000 m^3 de gaz par jour et 276 m^3 de pétrole par jour), pendant que la société Husky-Bow Valley a trouvé du gaz (567 000 m^3 par jour) et du pétrole (97 m^3 par jour) dans son puits Whiterose N-22, qu'elle exploite en amodiation sur les terres de la société Mobil, à l'est du champ Hibernia.

Plus tôt au cours de l'année, la société Husky-Bow Valley a découvert du gaz et du condensat dans le puits Trave E-87, situé au nord-est de Whiterose. Trois autres puits d'exploration forés dans la partie nord-est des Grands Bancs étaient secs. L'industrie a foré avec succès deux puits de délimitation dans la formation Hibernia. Les K-14 et C-96 étaient respectivement les 8e et 9e puits de délimitation forés.

Baie d'Hudson

Un document préliminaire sur l'examen environnemental des projets a été préparé. Dans le cadre des études sismiques effectuées en 1984 par les exploitants, on a recueilli des données environnementales. De plus, le levé aérien de la zone côtière a été complété. À la fin de l'année, les exploitants qui comptaient forer en 1985 avait entrepris de préparer des plans d'exploitation. Ils s'apprêtaient à soumettre les documents requis en vertu du *Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada*.

Partie continentale des territoires

Dans la région de la vallée du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, les travaux de forage ont augmenté sensiblement en 1984. Quinze puits d'exploration ont été forés à l'aide de dix installations. Le forage de quatre des puits a été suspendu au cours de l'été. Leur forage en vue d'essai devait reprendre après le gel.

Deux installations étaient en service dans le champ pétrolier Norman Wells. Dans le fleuve Mackenzie, on a foré des puits d'injection d'eau et de production à partir d'îles artificielles, en vue de l'expansion de la production par injection d'eau. Le contrat touchant une des intallations a pris fin en septembre. Quelque 69 puits de mise en valeur

ont été complétés au cours de l'année, contre 57 en 1983.

Mer de Beaufort—delta du Mackenzie

Le forage de dix puits d'exploration a permis de découvrir quatre gisements, dont un contenant du pétrole, un contenant du pétrole et du gaz et deux du gaz.

À l'aide de ses quatre navires de forage, la société Dome a repris ses travaux sur cinq puits dont le forage avait été suspendu en 1983; tous ont été forés à leur profondeur maximale. La société Dome a également entrepris le forage d'un nouveau puits, le Nerlerk J-67, au moyen de la plate-forme Kulluk de la société Gulf. Ce puits a atteint le niveau de 2 367 m. Son forage a ensuite été suspendu pour le reste de la saison. Trois puits ont été obturés et abandonnés; ils n'avaient révélé aucune accumulation d'importance d'hydrocarbures. Le forage de deux autres a été suspendu jusqu'en 1985, alors que reprendront les travaux et se dérouleront les essais.

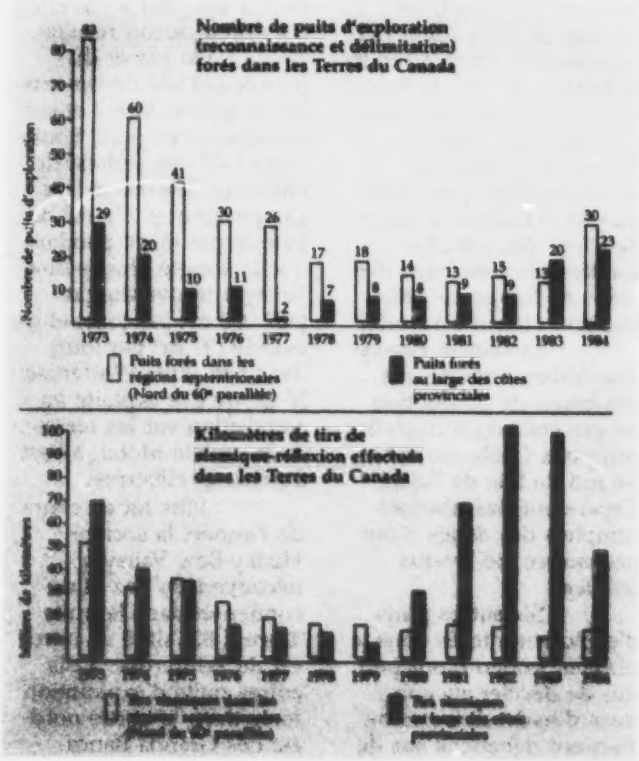
Sur les terres de la société Gulf Canada, deux découvertes, une de pétrole et une de pétrole et de gaz, ont été faites à l'aide de l'installation conique Kulluk; pendant ce temps, un troisième puits d'exploration a été foré depuis le caisson de forage en acier (SSDC) de la société Dome; il était sec. Le forage d'un quatrième puits d'exploration a été commencé à l'aide de l'installation Kulluk, puis suspendu jusqu'en 1985. En juillet, le pétrole a jailli au rythme de 364 m^3 par jour du puits Pitsiulak A-05 de la société Gulf et al et, en septembre, le puits Amauligak J-44 de la société Gulf en a produit, dans un seul essai, 822 m^3 par jour. La société Gulf a fait savoir que ce dernier gisement serait délimité en 1985. Outre ses forages d'exploration, la société Gulf a foré un puits de délimitation à l'extrémité ouest de la structure Tarsiut; il s'agit du quatrième puits complémentaire à être foré dans le gisement Tarsiut A-25 qui a été découvert en 1979. Ce puits a débité du pétrole au rythme de 203 m^3 par jour au cours de l'essai d'une seule zone.

Entre autres activités, la société Esso a mené des travaux sur quatre îles artificielles. Elle a découvert du gaz au puits Kadluk O-07, qui a débité jusqu'à 409 000 m^3 de gaz par jour dans six essais sur 22. Commencé à la fin de 1983, ce puits a été le premier à être foré à partir d'une île retenue par des caissons d'acier. Ce système (SCRI), mis au point par la société Esso, consiste à édifier une île sur des remblais aménagés sur le fond marin. Le forage de trois autres puits sous-marins a été entrepris vers la fin de l'année; l'un d'eux a servi à délimiter le gisement de pétrole et gaz Adgo, découvert en 1974. L'essai de ce puits se poursuivait à la fin de l'année.

La société Esso et ses partenaires, dirigés par la société Home Oil, ont aussi foré deux puits dans la péninsule de Tuktoyaktuk. Le puits Tuk M-09, en particulier, a débouché sur un important gisement de gaz et de condensat, débitant jusqu'à 490 000 m^3 de gaz et 147 m^3 de condensat par jour. Le puits a été foré dans la formation géologique de Kamik, qui date du Crétacé inférieur.

Îles de l'Arctique

Dans les îles de l'Arctique, la société Panarctic a foré trois puits à partir de plates-formes de glace renforcées. L'un était un puits d'exploration, dans la région de la baie Norvégienne, et deux des puits de délimitation, dans les structures géologiques Skate et Cisco. Le puits d'exploration Buckingham O-68 aurait, selon la société Panarctic, débouché sur une petite accumulation de pétrole. Le puits de délimitation de Skate a produit du gaz en essai, tandis que le puits complémentaire de Cisco était sec. La société Panarctic et ses partenaires ont également foré un puits d'exploration sur terre, dans l'île Melville.



Activités de mise en valeur et de production

Au large des côtes de l'Atlantique

Venture
Un plan préliminaire de mise en valeur du champ de gaz naturel Venture a été présenté en janvier. Durant sa préparation, la société Mobil, l'exploitant, a constaté qu'elle manquait de données géologiques. Deux puits ont été creusés dans une formation à l'ouest du champ pour mieux cerner les réserves accessibles. Cependant, des difficultés de contrôle du puits ont retardé les résultats du puits West Venture N-91. À la fin de l'année, le forage avait été entamé au puits West Venture C-62. Les résultats des deux puits devraient être connus au début de 1985.

Un examen conjoint, par les instances fédérales et provinciales, des répercussions environnementales et socio-économiques, terminé en 1983, a abouti à des recommandations dont la société Mobil tiendra compte dans son plan de mise en valeur.

Vers la fin de 1984, les sociétés Petro-Canada et Mobil, toutes deux membres majoritaires du groupe d'exploration de Venture, ont signé des contrats conditionnels d'exportation avec des entreprises américaines désireuses d'acheter du gaz naturel tiré du champ Venture.

Hibernia
Tout au long de l'année, on a continué de préparer l'Énoncé des incidences environnementales (EIE) et un plan préliminaire de mise en valeur à l'appui du projet de mise en valeur du champ Hibernia.

En novembre, la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a accédé à la requête du gouvernement de Terre-Neuve, qui demandait que soit reportée la date de dépôt de l'EIE pour permettre un examen plus attentif des divers modes de mise en valeur d'Hibernia.

La ministre fédérale et son homologue provincial ont aussi convenu d'établir un comité conjoint fédéral-provincial qui tiendra des audiences publiques lorsque la société Mobil aura présenté l'EIE.

Également en novembre, un plan préliminaire de mise en valeur a été présenté. À la fin de l'année, les différentes options pour la mise en valeur du champ Hibernia étaient à l'étude.

Dans l'Arctique et le Nord

Norman Wells
Le projet d'expansion de Norman Wells, évalué à 600 millions de dollars, a considérablement progressé en 1984. Le projet, qui prévoit le forage de 160 puits et la construction de six îles artificielles dans le Mackenzie, était à 95 % achevé à la fin de l'année. Un réseau de canalisations s'étendant sur 40 km permettra de faire la collecte du pétrole brut provenant des puits de production et de le transporter jusqu'à une centrale située à Norman Wells où il sera traité avant d'être acheminé vers la raffinerie d'Edmonton. Cette expansion devrait porter d'environ 17 % à plus de 40 % la proportion des réserves récupérables du pétrole en place, évalué à 95 millions de mètres cubes, ou 600 millions de barils et fera du champ Norman Wells le troisième plus productif au Canada. L'exploitation devrait débuter d'ici le milieu de 1985.

Voici quelques faits saillants de 1984:

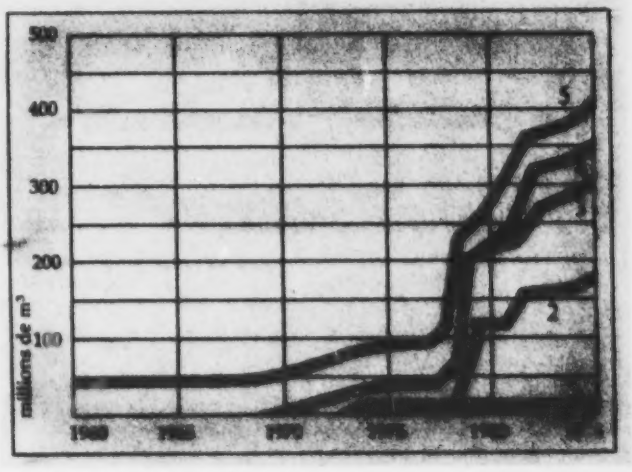
- Construction des deux dernières îles de production et du réseau connexe de collecte;
- Installation des stations satellites sur quatre des six îles de production;
- Construction et mise en service de nouvelles centrales d'électricité, y compris l'alimentation de la collectivité de Norman Wells;
- Début de l'injection d'eau dans le réservoir; et,
- Forage de 69 puits de mise en valeur. Cela porte le total de puits creusés à la fin de l'année à 152, contre les 164 qu'exige le projet.

En 1985, l'emploi et l'activité commerciale jusqu'ici consacrés à la construction devraient passer à l'exploitation permanente du gisement. Ce changement devrait offrir une plus grande stabilité d'emploi et de commerce à la région.

La construction de l'oléoduc devant relier Norman Wells et Zama a aussi progressé rapidement. La construction des canalisations a été achevée presque aux deux tiers et celle de trois stations de pompage est terminée. Le pétrole devrait commencer à couler dans l'oléoduc tôt en avril 1985.

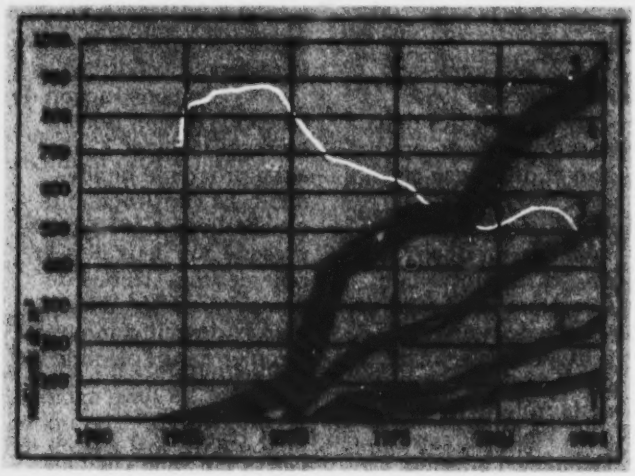
Bent Horn
La société Panarctic Oils Ltd. a présenté en 1984 une demande visant à faire approuver un plan de mise en valeur et une licence de production pour la mise en œuvre du projet Bent Horn. Il s'agirait de produire à compter du milieu de 1985 du brut provenant de son puits A-02, situé dans l'île Cameron, dans le

Total cumulatif
Réserves d'hydrocarbures découvertes
Terres du Canada Pétrole brut et condensats



1 Au large de la Nouvelle-Écosse
2 Grands Bancs et plateau du Labrador
3 Îles de l'Arctique et Est de l'Arctique
4 Delta du Mackenzie – mer de Beaufort
5 Partie continentale des Territoires

Total cumulatif
Réserves d'hydrocarbures découvertes
Terres du Canada Gaz naturel



1 Au large de la Nouvelle-Ecosse
2 Grands Bancs et plateau du Labrador
3 Îles de l'Arctique et Est de l'Arctique
4 Delta du Mackenzie – mer de Beaufort
5 Partie continentale des Territoires

secteur des îles de l'Arctique. La société envisage d'exécuter le projet en deux temps, sur une période de dix ans. Elle se propose de produire et de transporter par pétrolier jusqu'aux marchés canadiens du sud environ 16 000 m^3 (100 000 barils) de pétrole par année, durant les trois premières années, puis de porter cette production à 50 000 m^3 (300 000 barils) durant les sept dernières années.

Ce projet pilote marquerait une première au chapitre de production de pétrole brut dans l'Extrême-Arctique canadien. Le transport maritime jusqu'au marché s'effectuerait par le Passage du Nord-Ouest. Le projet Bent Horn deviendrait le deuxième du genre dans le Nord canadien. Dans le champ de Norman Wells, on exploite le pétrole de la vallée du Mackenzie depuis les années 30. La population locale et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest s'y intéressent vivement, et les pourparlers se poursuivent entre eux et, le demandeur et les instances fédérales.

À la fin de l'année, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien a entamé les négociations avec les ministres représentant les Territoires du Nord-Ouest afin d'établir les modalités qui pourraient ouvrir la voie à son approbation du projet.

Accords d'exploration

Les négociations ont abouti à la signature de 47 accords d'exploration visant les Terres du Canada en 1984. Six d'entre eux ont par la suite été abandonnés, ce qui laisse 41 nouveaux accords prévoyant le forage de 42 puits. La Ministre et son homologue de la Nouvelle-Écosse ont annoncé en décembre qu'ils avaient décidé de faire une demande de propositions concernant deux parcelles situées au large de la Nouvelle-Écosse. Dans le cadre de cette demande, des sociétés soumettront des propositions concurrentielles pour obtenir les droits sur ces parcelles. Les propositions doivent faire état de certains éléments, par exemple les programmes de travaux, les retombées pour le Canada et la participation canadienne. Ces parcelles couvrent respectivement une superficie de 91 390 et 72 312 hectares.

L'accord d'exploration confère à celui qui détient l'intérêt, un droit d'explorer et le droit exclusif de forer dans la zone où doivent se dérouler les travaux. L'accord définit aussi le mode d'occupation du territoire et le programme de travaux à entreprendre. La plupart des accords actuels exigent la rétrocession d'une partie des terres initialement détenues. Typiquement, cette partie est égale à la moitié des terres. Cette clause de rétrocession vise à encourager l'activité d'exploration et à conserver à la Couronne une banque de terres en réserve pour l'aliénation. Bien que la géologie prime dans le processus de sélection de la Couronne, toute dimension environnementale spéciale ou tout autre point délicat relevé au sein d'une localité sont des facteurs qui sont considérés.

Les Terres du Canada détenues par l'industrie en vertu de ces droits ont diminué d'environ 18 millions d'hectares durant l'année, pour atteindre approximativement 112 millions d'hectares à la fin de l'année. Environ la moitié de cette diminution est attribuable à la rétrocession de terres durant la période de validité des accords d'exploration. Les cessions volontaires représentent le reste.

Photo gracieuseté de Panarctic Oils Ltd

Installation de forage Cisco au large de l'île Lougheed

Accords d'exploration négociés en 1984

Exploitant	*Mois de l'annonce*	*Nombre d'accords*	*Superficie (en millions d'hectares)*	*Lieu*	*Durée*	*Puits à creuser*	*Valeur du programme (millions de $ CAN 1984)*	*Participation canadienne*	
								Nationale	*Régionale*
Shell Canada	Février	3	0.40	Territoires du Nord-Ouest	de 4 à 5 ans	3	5.2	23.6	3.7
						1			
Shell Canada	Février	1	0.65	Détroit de Davis	6 ans	1	32.6	16.0	1.2
Sulpetro	Février	1	0.19	Territoires du Nord-Ouest	4 ans	1	2.6	2.08	0.5
Gulf Canada	Février	2	0.59	Territoires du Nord-Ouest	5 ans	2	23.2	18.8	6.0
Chevron	Février	4	0.13	Territoires du Nord-Ouest	de 4 à 5 ans	4	43.8	43.8	5.6
Ressources Westmin	Février	2	0.53	Yukon	4 ans	2	15.4	–	5.1
Dome Petroleum	Février	1	0.47	Mer de Beaufort	5 ans	1		100.0	
Western Decalta	Février	2	0.95	Territoires du Nord-Ouest	4 ans	2	6.2	4.7	0.6
Esso Ressources	Avril	4	2.30	Talus est de Terre-Neuve	de 5 à 6 ans	2	200.0	102.2	44.3
Esso Ressources	Avril	1	0.90	Mer du Labrador	5 ans	1	67.0	34.3	14.9
Amoco Canada	Avril	2	1.30	Talus des Grands Bancs	5 ans*	2	98.0	33.3	16.2
Shell Canada	Avril	3	2.20	Talus est de Terre-Neuve	5 ans	3	96.0	41.6	28.2
Texaco Canada	Avril	2	0.04 0.07	Talus des Grands Bancs Plateau du Labrador	de 4 à 5 ans	2	73.4	29.2	14.9
Ultramar	Avril	2	3.00	Golfe du Saint-Laurent**	4 ans	2	68.8	30.6	13.8
Dome Petroleum	Avril	1	0.23	Talus du Labrador	5 ans	1	71.9	34.9	17.1
Petro-Canada	Avril	1	0.17	Partie nord du détroit de Cabot**	3 ans	1	36.7	22.7	9.2
SAREP	Avril	1	0.33	Golfe du Saint-Laurent**	3 ans	1	25.9	11.8	6.3
Mobil Oil Canada	Mai	1	0.02	Venture	1 an				
	Mai	1	0.45	Île de Sable	2.5 ans	5	284.0	142.0	60.0
Petro-Canada	Mai	4	0.49 0.11 0.17 0.15	Détroit de Cabot sud** Bassin de Sydney** Talus Scotian Plateau Scotian	3 ans	4	200.0	122-128	50.0
Durham Scotia Energy	Mai	3	0.94	Plateau Scotian	de 2 à 2.5 ans	3	144.0	79.0	40.0
Texaco Canada	Mai	1	0.11	Plateau Scotian	3 ans	1	37.5	14.4	7.5
Shell Canada	Mai	1	0.09	Plateau Scotian	4 ans	1	23-36	11-16	6-9
Canadian Superior Shell Canada	Août	1	0.01	Plateau Scotian	4 ans				
Western Decalta Placid Northern	Novembre	1	0.93	Mer de Beaufort	4 ans	0	0.1	0.1	
Ram Petroleum	Novembre	1	0.05	Partie sud du plateau de Baffin	5 ans	1	59.0	30.7	10.1

* Durée optionnelle de six ans
** Accords par la suite annulés

Sécurité au large des côtes

De meilleures normes de sécurité visant les unités de forage au large des côtes et les navires de secours sont entrées en vigueur, tôt en 1984. Leur application a exigé une étroite collaboration avec la Garde côtière canadienne, qui a dû voir à ce que toutes les unités de forage en service dans des eaux canadiennes, qu'elles soient la propriété de Canadiens ou d'étrangers, se conforment à ces normes.

Les pratiques suivantes sont au nombre de celles qui ont été adoptées dans toute l'industrie grâce à la collaboration de tous les intervenants:

- L'établissement d'un centre commun de surveillance de la circulation dans toutes les régions où il y a plus d'un exploitant afin de suivre les mouvements des navires de service et des aéronefs. Ce centre permet de communiquer avec le vaisseau de secours le plus proche lors d'une situation d'urgence;
- La mise au point d'un appareillage spécialisé de sauvetage comme la nacelle *Emergency Multi Person Rescue Apparatus* (EMPRA) qui peut être manipulée d'un hélicoptère pour évacuer les gens des unités de forage ou de la mer dans certaines conditions. Tous les vaisseaux de secours sont maintenant dotés de tels dispositifs;
- L'installation d'embarcations rapides de sauvetage sur tous les vaisseaux de secours et les unités de forage afin de pouvoir réagir rapidement en cas d'urgence;
- L'établissement de critères d'accréditation pour les agents de soins médicaux à bord des unités de forage et de normes établissant la quantité minimale de fournitures médicales à bord des unités de forage;
- L'aménagement d'une base et d'un abri d'urgence dans l'île de Sable. La décision de l'industrie de fournir un hélicoptère, basé à St-Jean (T.-N.), qui est dédié à la recherche et au sauvetage, et l'offre d'un hélicoptère de recherche et de sauvetage et d'un avion de repérage de la Défense nationale pour la saison hivernale;
- L'établissement de fréquences radio communes, parmi les exploitants, de façon à pouvoir établir en cas d'urgence des communications entre toutes les unités mobiles de forage offshore et les vaisseaux de service ainsi qu'avec les équipes de recherche et de sauvetage du gouvernement;
- Des ententes de collaboration entre les exploitants sur les alertes d'icebergs, les prévisions météorologiques et le déploiement des ressources en temps de danger, y compris l'établissement d'un centre commun pour les exploitants à St-Jean pour traiter de la question des glaces.
- Une amélioration des mécanismes d'alerte et de communication (en collaboration avec l'industrie et avec la Garde côtière du Canada) en vue d'éviter d'éventuelles collisions entre les bâtiments marins et les plates-formes auto-élévatrices et les unités mobiles de forage ancrées.

Planification des mesures d'urgence

Le *Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada* exige que les exploitants soumettent des plans de mesures d'urgence touchant les situations qui pourraient survenir durant l'exploitation. Parmi ces situations d'urgence, on inclut l'incendie, l'endommagement d'une plate-forme, la perte d'un vaisseau de service, des déversements de pétrole et la perte de contrôle du puits. Les exploitants sont tenus de fournir de l'équipement de survie et de sauvetage adéquat et de tenir régulièrement des exercices et des simulations de situations d'urgence. Des comités consultatifs sur la sécurité, qui comprennent des représentants du ministère de la Santé et du Bien-être, de la Garde côtière canadienne, du ministère de la Défense nationale et des exploitants, veillent à ce que la santé et la sécurité des travailleurs dans le secteur offshore demeurent une préoccupation constante.

Surveillance

Pour assurer une plus grande sécurité dans le secteur offshore, des inspections continues de toutes les exploitations de forage sont effectuées par des inspecteurs des bureaux régionaux de l'APGTC, en moyenne toutes les trois semaines pendant le cours de l'année. La Garde côtière canadienne a participé à ces inspections, y compris celles des nouvelles unités de forage avant leur départ des chantiers.

Un inspecteur de la plongée s'est joint aux employés régionaux durant l'année. Son travail consiste avant tout à vérifier régulièrement le bon fonctionnement de tout l'équipement de plongée utilisé sur les unités de forage au large de la côte est.

Recherche et sauvetage

En décembre, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il avait accru ses ressources consacrées à la recherche et au sauvetage dans la région des Grands Bancs.

Un autre avion de repérage à voilure fixe a été envoyé à St-Jean (T.-N.) pour seconder celui qui a été affecté à la patrouille des pêches. Les deux avions à long rayon d'action du ministère de la Défense nationale, qui peuvent être affectés à des missions de recherche et de sauvetage, sont équipés de radar. Les appareils seront améliorés afin de pouvoir larguer des radeaux de sauvetage autogonflables et de l'équipement de survie.

Durant les mois d'hiver, un hélicoptère des Forces canadiennes équipé pour les recherches et le sauvetage a été envoyé de façon régulière de sa base, à Gander, à St-Jean (T.-N.). Un deuxième hélicoptère d'appoint équipé pour assurer des services d'ambulance était aussi disponible sans grand préavis. De plus, un avion turbopropulseur King Air, nolisé par les exploitants des Grands Bancs, servait uniquement à la reconnaissance des glaces et à des opérations de recherche et de sauvetage.

L'Ocean Ranger

Le premier rapport de la Commission royale d'enquête sur le naufrage de l'*Ocean Ranger* a paru en août. Bon nombre des recommandations portaient sur la formation du personnel travaillant dans le secteur pétrolier au large des côtes. Bon nombre des mesures recommandées avaient été mises en œuvre avant même la diffusion du rapport. La Commission devrait présenter la deuxième tranche de son rapport en 1985.

En 1984, les travaux ont pris fin à l'emplacement J-34 dans le champ Hibernia, où a eu lieu le naufrage de l'*Ocean Ranger*, le 15 février 1982. Le propriétaire de la plate-forme, la société Ocean Drilling and Exploration Co. Ltd. a engagé la firme Wijsmuller Salvage BV, des Pays-Bas, pour récupérer la plate-forme et les débris. Les plus grosses pièces ont été retirées durant l'été de 1983. L'APGTC a par la suite approuvé la cessation des travaux d'enlèvement des débris. Quelque 3 000 tonnes de matériel divers avaient alors été retirées de la mer à proximité du puits, en 1984.

L'industrie et le gouvernement déploient des efforts spéciaux pour étudier des moyens d'évacuation en grosse mer, suite aux recommandations vigoureuses de la Commission à ce sujet.

Comité médical consultatif

Un comité médical consultatif a été mis sur pied pour voir aux questions qui touchent l'hygiène en milieu de travail, la sécurité ainsi que les services médicaux en ce qui a trait à l'activité pétrolière et gazière offshore. Le comité, dont la formation a été proposée par l'APGTC, comprend neuf médecins représentant les facultés de médecine des universités et des hôpitaux de la côte est, deux médecins de Santé et Bien-être social Canada et deux médecins délégués par l'Association pétrolière du Canada. Les normes concernant la formation en premiers soins du personnel de l'industrie, l'accréditation de secouristes et le dressage d'un inventaire des fournitures médicales que devraient transporter les vaisseaux de service et de secours sont au nombre des questions qui ont été étudiées en 1984.

Accidents avec perte de temps (APT)

Les accidents avec perte de temps désignent des blessures subies sur les lieux de travail et qui forcent l'employé à s'absenter de son prochain quart normal de travail. Leur nombre, exprimé par millions d'heures-personnes travaillées, est utilisé par beaucoup d'organismes industriels et gouvernementaux pour comparer la fréquence de ces blessures parmi le personnel de divers secteurs d'emploi.

Il n'y a eu aucun accident mortel durant l'année sur les installations de forage sur terre ferme ou à bord des plates-formes en service dans les Terres du Canada. Cependant, il faut déplorer dans le Nord deux morts associées à l'exploration pétrolière. Un membre d'une équipe effectuant des travaux sismiques a été tué lorsque la glace a cédé sous son tracteur; un deuxième est mort en passant d'une embarcation de service à un caisson de forage. Sur la côte est, un membre de l'équipage de la plate-forme *Vinland* est décédé des suites d'une crise cardiaque, durant une évacuation d'urgence.

Surveillance des glaces flottantes et des icebergs

Durant les mois d'hiver, les travaux d'exploration dans l'offshore se déroulent dans un milieu particulièrement rigoureux, caractérisé par des violentes tempêtes, des embruns verglaçants et une visibilité réduite. Il y a aussi les glaces flottantes et les icebergs. Pour contrer ces éléments, les exploitants offshore ont élaboré et mis en place tout un réseau d'envergure touchant la détection, les prévisions, la surveillance et les mesures visant à prévenir les collisions.

La présence de glaces est décelée par divers moyens dont une surveillance visuelle alliée à une surveillance radar à partir de navires et d'aéronefs. En 1984, les exploitants au large des côtes ont cumulé plus de 750 heures de surveillance aérienne dans les Grands Bancs tandis que le Service de l'environnement atmosphérique y a consacré au-delà de 100 heures. On a aussi eu recours aux satellites pour obtenir la couverture d'une plus grande superficie bien que ces images soient moins précises que les photos aériennes.

À cause de glaces flottantes et d'icebergs, 11 unités de forage ont dû être déplacées en 1984. Cela a entraîné la perte de 138 journées de travail, l'équivalent de 8,3 % du total des jours où le forage était possible. Entre autres, on a relevé les incidents suivants:

- En février, il a fallu déplacer l'unité de forage *John Shaw*, menacée par des glaces flottantes. Une situation similaire a retardé le début du forage au puits Archer K-19 en juin. Enfin, en avril et en mai, la présence d'icebergs a entraîné le déplacement, à certaines occasions, de toutes les unités de forage en service dans les Grands Bancs;

Accidents avec perte de temps et décès (APT)

	Nombre d'APT	*Heures-personnes de travail*	*Fréquence APT 1 000 000*
Unités de forage			
Nord			
Îles de l'Arctique	18	343 791	52,36
Intérieur	17	832 224	20,43
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie	57	1 184 000	48,14
Total, Nord	92	2 360 015	28,98
Grands Bancs	56	1 751 571	31,97
Plateau Scotian	52	2 364 360	21,99
Total, Terres du Canada	200	6 475 946	30,88
Véhicules de service			
Grands Bancs	28	688 028	40,69
Plateau Scotian	21	788 993	26,62

- En octobre, l'alerte a été donnée à la suite de la détection d'un énorme iceberg dans la région Hibernia. Aucune unité de forage n'a cependant dû être déplacée;
- Au début de décembre, un iceberg a pénétré dans la zone de forage, obligeant les exploitants des unités *Sedco 706*, *Bowdrill I* et *Bowdrill III* à déclencher une alerte. Bien qu'il n'ait pas été nécessaire de déplacer les unités, les équipages ont été réduits par mesure de précaution.

Hélicoptère de recherche et de sauvetage des Forces canadiennes au cours d'un exercice de sauvetage.

Exercices de mesures d'intervention d'urgence

En septembre, les exploitants effectuant des forages sur la côte est ont procédé à l'exercice annuel d'intervention en cas de déversements de pétrole pour permettre au personnel d'intervention de l'industrie d'acquérir une meilleure formation.

Au cours des manœuvres, on a fait l'essai des méthodes qui seraient utilisées pour contenir et récupérer le pétrole au large des côtes et pour protéger les ports locaux au moyen d'estacades. La capacité d'intervention a également été démontrée grâce à la précision avec laquelle les produits de dispersion ont été déployés à partir d'un réservoir Rotortech héliporté.

En janvier, l'APGTC, la Direction générale des hydrocarbures de Terre-Neuve et du Labrador, et les exploitants de la côte est ont participé à un exercice destiné à vérifier les systèmes de communication et de prise de décision de toutes les parties qui seront mis en oeuvre dans une éventuelle situation d'urgence au large des côtes. Cet exercice consistait à simuler une alerte que nécessiterait l'approche de banquises ou la présence de glaces, et se transformait finalement en évacuation pour cause de mauvais temps. Tous les organismes participants ont fait l'objet d'une évaluation et des recommandations ont été faites en vue de corriger les points faibles.

Dans le Nord, la *Beaufort Sea Oil Spill Cooperative* a effectué ses exercices annuels en août conjointement avec la Garde côtière canadienne. Ensuite, en septembre, des employés de l'APGTC ont fait une visite surprise à Tuktoyaktuk au début d'un exercice de contrôle d'une fuite de pétrole en zone portuaire qui a été couronné de succès.

Étude de la capacité de puits de secours

En 1984, l'APGTC a fait exécuter une étude intensive dont l'objet était d'évaluer la capacité de l'industrie de forer un puits de secours où que ce soit dans les Terres du Canada. Tenant compte des techniques contemporaines de logistique et de forage, les résultats de cette étude fourniront ainsi l'information requise pour procéder en 1985, à une révision de la politique à cet égard.

Boues de forage à base d'huile

En 1984, l'APGTC a organisé un atelier qui réunissait des représentants du gouvernement et de l'industrie du pétrole et qui avait pour but d'évaluer la technologie actuelle des boues de forage à base d'huile, qui sont supérieures aux boues de forage habituelles à base d'eau utilisées dans certaines conditions de forage. Cet atelier a permis de formuler certaines lignes directrices provisoires relativement à l'utilisation de boues de forage à base d'huile. Celles-ci pourraient être utilisées à condition que des mesures spéciales soient prises pour assurer la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement.

Indemnisation des pêcheurs

En 1984, la version définitive d'un plan d'indemnisation destiné à aider les pêcheurs de la côte est a été élaborée de manière à régler les réclamations faites pour cause de dommages subis ou de perte d'équipement, pour perte de prises ou endommagement de navire, attribuables à l'activité pétrolière au large des côtes, mais que l'on ne peut pas imputer à un exploitant en particulier.

Conçu par la Division des exploitants au large des côtes de l'Association pétrolière avec le soutien de l'APGTC, ce programme, qui est financé par l'industrie sous forme de contributions volontaires, est le résultat des consultations exhaustives qui ont été menées auprès d'un grand nombre d'associations représentant les pêcheurs et les propriétaires de bateaux de pêche de la côte est. Ce programme était destiné à être mis sur pied longtemps avant le début des travaux de mise en valeur et devrait permettre de régler les réclamations qui découleraient de la présence, sur le fond marin, d'obstacles ou de débris dont l'origine ne peut être attribuée directement à un exploitant d'installations pétrolières en particulier.

Ce programme prévoit la création d'un comité d'examen, composé de représentants de l'industrie pétrolière et de l'industrie de la pêche qui pourra régler rapidement les réclamations pour cause de dommages.

Modelé sur un programme semblable, couronné de succès, qui a été adopté pour la mer du Nord, ce programme complète et prolonge les mesures législatives inscrites au titre de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*, qui sert de fondement juridique pour résoudre les réclamations pour cause de dommages dans les cas où la société pétrolière responsable est connue.

Problèmes de contrôle de puits

Au cours de l'année, deux problèmes sont survenus dans le plateau Scotian, en ce qui a trait au contrôle de puits. À la fin de février, les préposés au forage du puits Uniacke G-72, de Shell et Petro-Canada, qui est situé à 20 km au nord de l'extrémité est de l'île de Sable et qui est foré au moyen de la plate-forme de forage semi-submersible *Vinland*, ont atteint, à plus de 5 190 mètres, des formations à pression exceptionnellement forte renfermant du gaz naturel et du condensat. La partie inférieure du puits ayant subi les essais d'écoulement et étant réputée cimentée, on se préparait à exécuter d'autres essais d'écoulement dans des zones supérieures où le fluide est sous pression normale, lorsqu'une éruption s'est produite. Plusieurs défectuosités mécaniques empêchèrent de

contrôler le puits et l'on fit immédiatement évacuer l'installation. Le puits a finalement été maîtrisé 10 jours après l'éruption initiale.

L'APGTC et la Garde côtière canadienne ont publié en juin le rapport d'une enquête conjointe portant sur l'incident. Les enquêteurs ont recommandé que des mesures de sécurité plus serrées soient prises à l'avenir pour contrôler la pression des puits qui seront abandonnés dans le plateau Scotian. Ils ont également recommandé que chaque installation de forage exploitée dans les Terres du Canada soit dotée d'une installation de contrôle capable de commander efficacement les obturateurs anti-éruption, même si des défaillances mécaniques du genre de celles qui se sont produites sur l'installation *Vinland* se manifestaient.

Le second problème de contrôle de puits est survenu en septembre au puits West Venture N-91, de la société Mobil et al. Au cours des préparatifs en vue de l'essai, un afflux de gaz dans le train de tiges a contraint l'équipe à interrompre les travaux par mesure de sécurité et à évacuer l'installation de forage autoélévatrice *Zapata Scotian*. La très forte hausse de pression a provoqué la rupture du tubage et laissé un mélange de gaz et d'eau salée provenant de formations inférieures s'échapper dans des formations peu profondes où la pression est inférieure. Les travaux visant à faire cesser cet écoulement souterrain se poursuivaient encore à la fin de l'année.

Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement

En 1984, quelque 36 accords ont été conclus relativement à des études qui devaient être effectuées au coût total de 5,4 millions de dollars sous le régime du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement (FREE). Trente-sept autres accords avaient été conclus en 1983. Les conclusions de 18 de ces études sont présentement sous forme d'ébauches, et les conclusions de deux autres études ont été publiées.

Ces études sont administrées conjointement par l'APGTC et le Bureau du Programme des Affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, et sont financées au moyen de redevances versées par l'industrie pétrolière et gazière. Elles portent sur un vaste éventail de disciplines scientifiques dans les domaines de la physique, de la biologie et des sciences sociales. Les principales études sur le terrain qui ont été entreprises ou effectuées en 1984 comprenaient:

- Une étude des mesures relatives au transport des sédiments de fond dans le plateau Scotian commencée à l'automne 1984, dont l'achèvement est prévu pour le printemps 1985;
- L'examen du phénomène du labourage du fond marin par la base des banquises à la dérive dans la mer de Beaufort. Cette étude, qui a nécessité la location d'un navire équipé à cette fin, aura coûté environ 760 000 $ et permettra de recueillir des données d'une importance capitale pour la conception des pipelines sous-marins;
- Deux études sur le terrain, portant sur la télédétection des icebergs ont été effectuées dans les Grands Bancs, chacune d'elles étant pourvue d'un budget de 350 000 $ environ. La première, effectuée au printemps 1984, a permis d'évaluer la capacité des radars montés sur les installations de forage de repérer de petites masses de glace sur les eaux dans diverses conditions de la mer. La seconde étude a permis d'évaluer la capacité de deux types de radar aéroportés de repérer des icebergs selon divers états de la mer.
- Une étude portant sur le comportement des hydrocarbures en milieu marin sur ce qu'il en advient ultimement et sur les diverses mesures d'intervention en cas de déversement de pétrole.
- L'examen du problème difficile que pose la récupération du pétrole déversé dans des eaux parsemées de glace, y compris l'essai en bassin d'une proue de navire pourvue d'un filtre à pétrole spécialement conçu.
- La surveillance des effets des activités de l'industrie pétrolière et gazière au large des côtes. Des levés aériens visant à déterminer la distribution et l'abondance des mammifères marins dans la mer de Beaufort se sont poursuivis en 1984.
- La réalisation d'autres études, dont une visant à déterminer les priorités du programme des études sociales du FREE au cours des prochaines années. Une autre étude visait à améliorer la communication entre les gouvernements, l'industrie pétrolière et gazière et l'industrie des pêches. Une troisième étude devait servir d'outil pour planifier des études socio-économiques plus appropriées dans le Nord, au cours des années à venir.

Comité d'examen des incidences environnementales dans la région de la côte ouest

En juin dernier, un comité fédéral-provincial de cinq membres a été créé, pour examiner les conséquences de l'exploration pétrolière dans les régions du détroit de la Reine-Charlotte, du détroit d'Hécate et de l'entrée Dixon, au large des côtes de la Colombie-Britannique. Ce comité a étudié les Évaluations environnementales initiales qu'avaient présentées auparavant les sociétés Chevron, et Petro-Canada a pris connaissance d'autres documents ayant trait aux ressources et recueilli des commentaires du public. En octobre, la société Petro-Canada a avisé l'APGTC qu'elle se retirait du processus d'examen.

À la suite de séances publiques d'information tenues en novembre, à plusieurs endroits le long de la côte de la Colombie-Britannique, le Comité a présenté, au début de décembre au gouvernement et à l'industrie, son énoncé final sur les besoins en renseignements supplémentaires. L'APGTC et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, qui ont parrainé conjointement le projet, ont accepté de coordonner la préparation des réponses du gouvernement et de l'industrie au Comité. Les audiences publiques doivent commencer au milieu de 1985 et le Comité devrait présenter son rapport aux gouvernements fédéral et provincial plus tard au cours de l'année.

Recherche et développement

La principale responsabilité de l'APGTC en matière de recherche et de développement consiste à définir des projets de recherche appropriés en étroite collaboration avec d'autres ministères et organismes fédéraux, y compris Travaux publics Canada, le Conseil national de recherches du Canada et le Service de l'environnement atmosphérique.

Plusieurs grands projets de R-D ont été exécutés en 1984. Ils comprenaient:

- L'examen de la capacité de l'industrie d'exécuter des opérations de puits de secours et de minimiser les répercussions environnementales d'une éruption. Cette étude a permis d'examiner des facteurs tels que des statistiques sur les éruptions, les conséquences à court et à long termes des éruptions et les modes d'exploitation en vigueur dans les Terres du Canada.
- La mise au point d'un dispositif similaire à la «boîte noire», dont l'utilisation est très répandue en aéronautique, qui permettra de recueillir des données sûres et précises sur les événements qui surviennent au cours des quatre heures qui précèdent un accident de plongée. Le nouvel appareil sera étanche, résistera aux chocs contre la glace et continuera de fonctionner même si une panne d'électricité survient à bord du véhicule de plongée.
- La mise au point d'une nouvelle chambre de compression submersible, ou cloche de plongée, genre d'appareil que les plongeurs utilisent pour se rendre à leur lieu de travail. La société CanOcean Resources Limited, de Vancouver, a obtenu un contrat pour mettre au point et faire l'essai des techniques qui permettraient au plongeur de libérer la tourelle de ses attaches et de contrôler sa remontée dans n'importe quelles conditions. En juillet, l'essai d'un prototype a été couronné de succès.

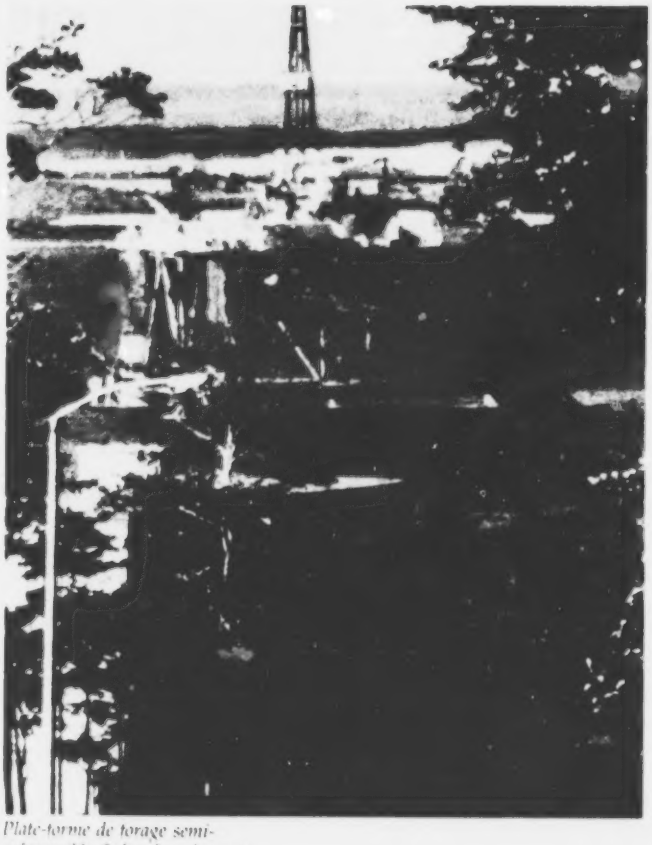


Plate-forme de forage semi-submersible Sedco dans le port d'Halifax

Comité d'évaluation et d'examen des incidences environnementales dans la mer de Beaufort

Le rapport de ce comité d'évaluation et d'examen des incidences environnementales dans la mer de Beaufort a été rendu public le 31 juillet 1984. Après avoir examiné les conditions dans lesquelles se feraient la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz naturel dans la région de la mer de Beaufort, le Comité a conclu qu'une mise en valeur graduelle, à petite échelle, serait acceptable aux points de vue environnemental et socio-économique.

Le Comité a formulé 83 recommandations portant sur des questions telles que les fuites de pétrole, l'indemnisation, l'envergure des travaux de mise en valeur, l'environnement, les conditions naturelles et sociales et la gestion gouvernementale de la mise en valeur des ressources. L'APGTC participe à un examen interministériel de ce rapport.

Retombées pour le Canada

Le régime touchant les retombées pour le Canada a pour objectif d'assurer aux Canadiens toutes les chances possibles de toucher une part équitable des retombées industrielles et socio-économiques découlant de l'activité pétrolière dans les Terres du Canada.

Le processus

Avant d'exécuter tout travail, l'exploitant doit faire approuver un plan qui expose toutes les retombées que ses activités devraient procurer au Canada, en général, et de façon plus précise à la province ou au territoire où les travaux seront exécutés. Il doit ensuite présenter, pour chaque année civile visée dans l'entente, un rapport annuel où sont décrites les réalisations de l'année et où sont mis à jour les plans des activités.

Ces plans doivent notamment définir comment les Canadiens peuvent avoir un accès plein et équitable aux occasions de fournir des biens et des services et aux emplois et possibilités de formation liés aux projets d'exploitation d'hydrocarbures. Il doit également comporter une évaluation des autres retombées socio-économiques que les activités proposées sont susceptibles d'avoir sur les régions et les collectivités locales. De plus, les groupes communautaires visés sont consultés sur le programme des travaux, sur les conséquences des activités et sur les plans ou les programmes qui visent à accroître les retombées. De plus, les sociétés sont encouragées à prendre des mesures spéciales afin de hausser la participation des personnes défavorisées.

L'APGTC effectue l'examen de chaque plan de retombées avec un grand nombre d'organismes et de groupes intéressés, notamment des ministères et organismes fédéraux, des gouvernements provinciaux et territoriaux et des groupes communautaires. L'information qui s'en dégage aide à planifier des programmes complémentaires à l'appui des activités et à prévoir les possibilités sur les plans des emplois et des occasions d'affaires.

Programmes d'exploration

Les activités d'exploration menées en 1984 ont profité aux Canadiens autant à l'échelle régionale qu'à l'échelle nationale. Environ 65 % des dépenses préliminaires, qui ont totalisé environ 2,1 milliards de dollars en 1984, ont été engagées au Canada. La proportion des dépenses engagées dans les régions variait entre 15 % environ, dans le Nord, et 25 % environ, au large de la côte est. En 1984, les activités liées à l'exploitation des hydrocarbures dans les Terres du Canada ont procuré directement de l'emploi à 8 600 personnes environ, dont 94 % étaient des Canadiens et 60 % des travailleurs des régions.

Projets de mises en valeur

À l'automne 1984, un groupe de travail Canada—Terre-Neuve chargé d'examiner les retombées nationales et régionales susceptibles de résulter de la mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia a été mis sur pied. Les discussions amorcées avec l'exploitant, la société Mobil Oil, en vue de la préparation de l'Énoncé des incidences socio-économiques et du Plan des avantages pour le Canada résultant de la mise en valeur du champ Hibernia, se sont poursuivies.

Au chapitre du Projet de mise en valeur du champ Venture, la signature des accords d'exploration du champ Venture relatifs à la région de l'île de Sable et la présentation d'un plan de mise en valeur ont alimenté d'autres discussions avec la société Mobil sur des questions telles que l'approvisionnement en biens et en services, les contrats, les emplois et les questions d'intérêt pour la collectivité.

Programme des débouchés commerciaux au Canada

Afin d'aider les Canadiens à fournir le maximum de biens et de services, il s'est révélé nécessaire de planifier et de conjuguer les efforts en vue d'encourager la croissance et l'élargissement des capacités d'approvisionnement de l'industrie canadienne. Grâce aux conseils fournis par un comité formé de représentants des fournisseurs, de l'industrie pétrolière et du gouvernement fédéral, il a été possible dans le cadre du Programme des débouchés commerciaux au Canada d'établir des mécanismes qui encourageraient l'industrie pétrolière à acheter des biens usinés et des services d'entreprises canadiennes.

Ce programme a pour objectifs de favoriser l'établissement d'un consensus en vue de produire d'une façon compétitive davantage de biens et services non encore produits au Canada et d'assurer une plus grande part du marché national aux biens manufacturés canadiens face à la concurrence actuelle des fournisseurs étrangers.

En 1984, une série de six ateliers tenus à différents endroits au pays ont fourni l'occasion d'examiner les débouchés commerciaux possibles pour les fournisseurs canadiens et de trouver des moyens de hausser la demande relative aux biens et services d'origine canadienne. Grâce à ces ateliers et aux activités prévues à ce chapitre, l'industrie et les gouvernements comprennent mieux les objectifs visant à renforcer l'industrie canadienne et le dialogue s'est amélioré à cet égard.

Shetah Drilling Ltd.

La société Shetah Drilling Ltd. est la première entreprise pétrolière et gazière à laquelle les Autochtones participent dans la vallée du Mackenzie; copropriété de la nation Déné, de l'Association des Métis des T.N.-O. et d'Esso Ressources, cette société est exploitée avec succès depuis juillet 1983, date à laquelle elle a été créée dans le cadre de ce projet.

Après avoir mis en place une installation de forage et des appareils de service, cette société a foré 58 puits pour Esso dans la région de Norman Wells et elle s'efforce actuellement d'obtenir de nouveaux contrats. Environ 70 % des 51 personnes qui composent le personnel de la Société sont des Autochtones du Nord qui occupent toute une gamme de postes, à partir des postes de manœuvre sur les derricks jusqu'aux emplois de superviseurs des opérations et de comptables. Cette société a très bien réussi sur le plan financier et s'attend à avoir remboursé en totalité sa dette de capitalisation d'ici au milieu de 1985.

Frais d'exploration pétrolière engagés dans les Terres du Canada en 1984

— Donnees preliminaires —

	Nord du 60		*Nouvelle-Ecosse*		*Terre-Neuve*		*Total terres du Canada*	
	millions de $ CAN	*Engagés au Canada (%)*	*millions de $ CAN*	*Engagés au Canada (%)*	*millions de $ CAN*	*Engagés au Canada (%)*	*millions de $ CAN*	*Engagés au Canada (%)*
Activité antérieure au forage	109	96	35	83	28	85	172	92
Forage								
Equipement	471	67	358	51	292	47	1121	57
Biens non durables	105	79	109	70	76	65	290	72
Services	87	69	82	72	59	72	228	71
Soutien logistique	206	97	25	98	53	94	284	96
Autres	22	85	19	61	9	65	50	72
TOTAL	1000	78	628	55	517	57	2145	65

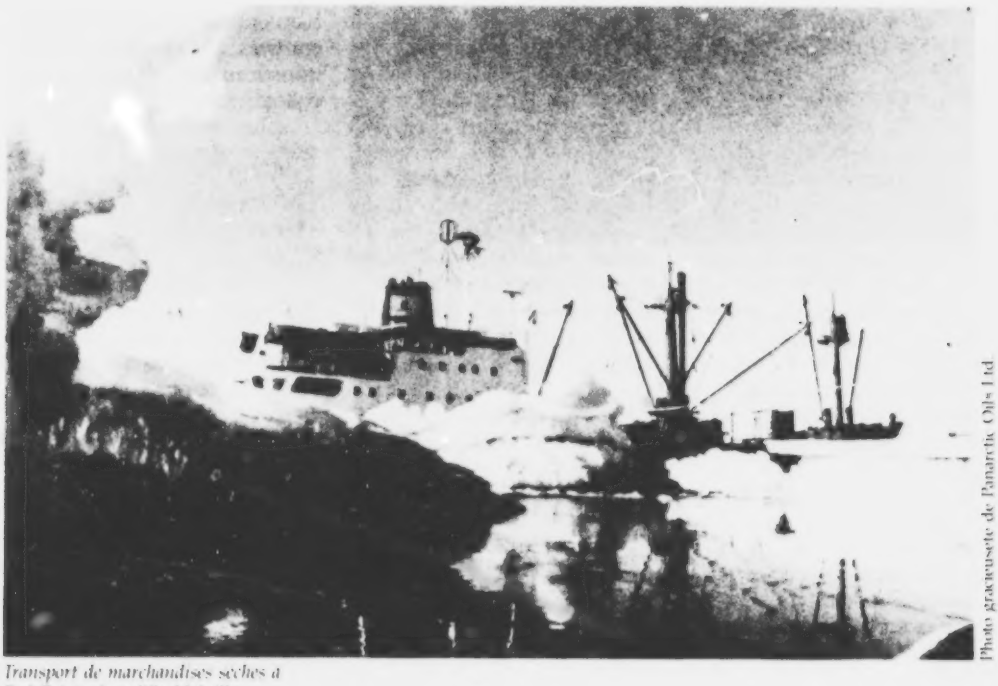


Photo gracieuseté de Panarctic Oils Ltd

Transport de marchandises sèches à Red Point, dans l'île Melville

Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

La *Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières* a été adoptée par le Parlement du Canada et par l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse en juin 1984. La Loi accorde un statut juridique à l'Office Canada—Nouvelle-Écosse qui est chargé de gérer les activités pétrolières et gazières exécutées au large des côtes de la province en vertu des modalités de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse de mars 1982

L'Administrateur de l'APGTC est président de l'Office, qui compte deux membres nommés par la Nouvelle-Écosse et deux membres nommés par le gouvernement du Canada. L'Office a pour mandat d'examiner et d'approuver tous les aspects des activités d'exploration, de mise en valeur et de mise en production des ressources situées au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et, entre autres, d'accorder de nouvelles concessions, d'approuver les ententes d'exploration et les plans de retombées pour le Canada y compris des retombées pour la Nouvelle-Écosse, les critères visant à assurer la sûreté des installations, la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement dans les projets de forage et les plans de mise en valeur et de production du pétrole.

La Loi a établi une taxe fédérale sur la vente au détail de «marchandises désignées» et définit la nature des recettes provenant de la zone extracôtière qui devront être partagées après la mise en production des projets. La Loi précise également la méthode de calcul des paiements compensatoires de péréquation, crée le Fonds de développement Canada—Nouvelle-Écosse, étend à la région extracôtière l'application de l'impôt sur le revenu des sociétés, et met en vigueur certaines modifications techniques apportées à la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* afin d'assurer le bon fonctionnement du régime coopératif de gestion conjointe.

Photographies lors d'une récente réunion. De gauche à droite: G. R. M. Anderson, membre fédéral; Don Sherzen, membre fédéral suppléant; Wynne Potter, conseiller; M. E. Taschereau, président; Rick Hornby, membre provincial; Dan Whelan, secrétaire; Doug Tobin, membre provincial

Le Comité Canada—Nouvelle-Écosse de coordination des questions environnementales assure une liaison constante avec les autres ministères du gouvernement fédéral qui œuvrent dans la région, notamment le ministère des Pêches et Océans, Environnement Canada, la Garde côtière canadienne et l'Institut océanographique de Bedford et les ministères concernés du gouvernement de la Nouvelle-Écosse sur toute question environnementale associée à la mise en valeur du pétrole et du gaz des régions offshore. Par ailleurs, le Comité consultatif Canada—Nouvelle-Écosse sur les pêcheries fait part des préoccupations de l'industrie des pêches à l'Office Canada—Nouvelle-Écosse.

Fonds de développement Canada—Nouvelle-Écosse

L'Accord Canada—Nouvelle-Écosse, qui a été sanctionné par la Loi adoptée en juin, prévoit la création d'un Fonds de développement de 200 millions de dollars qui servira à supporter les coûts de mise en place de l'infrastruture liée aux activités d'exploitation des ressources offshore.

La contribution maximale du gouvernement fédéral au maintien du fonds sera de 50 millions de dollars par année selon le nombre de projets proposés par la Nouvelle-Écosse qui ont été approuvés. La province remboursera les contributions anticipées après la mise en production des projets exécutés dans la zone offshore.

Le projet d'expansion du parc industriel Woodside Ocean à Dartmouth et la construction d'une route d'accès au parc industriel Sydport à Sydney ont reçu l'approbation définitive à l'automne de 1984. Les approbations de principe ont été données relativement à deux autres projets dont les dépenses pourraient entraîner un prélèvement d'environ 50 millions de dollars du Fonds de développement.

Entente sur la taxe de vente

L'Accord Canada—Nouvelle-Écosse prévoit que le gouvernement du Canada pourra percevoir une taxe de vente au détail sur tout bien mobilier cor-

porel utilisé sur des installations servant à des activités pétrolières et gazières offshore. Appliquée dans la zone offshore, cette taxe serait l'équivalent de la taxe provinciale sur les ventes au détail.

Étant donné que la taxe n'a pas été imposée avant juin 1984, moment où la *Loi sur l'accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières* a été adoptée, le gouvernement fédéral a accepté de verser une subvention de 21 millions de dollars à la Nouvelle-Écosse en remplacement de la taxe pendant la période précédant son entrée en vigueur.

Négociations Canada—Terre-Neuve

Le 8 mars, les juges de la Cour suprême du Canada ont unanimement donné gain de cause au gouvernement du Canada au sujet de la question de compétence contestée par le gouvernement de Terre-Neuve.

Les deux gouvernements ont repris les négociations en novembre en vue d'en arriver à une entente sur la gestion conjointe des ressources pétrolières et gazières au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador et sur le partage des recettes provenant de ces ressources.

L'entente de principe qui a été signée en juin par le Chef de l'opposition d'alors et le premier ministre de Terre-Neuve a servi de document de référence à la reprise des négociations en novembre.

À la fin de l'année, les discussions engagées par la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre responsable de la Direction du pétrole du gouvernement de Terre-Neuve se poursuivaient en vue d'en arriver à la signature d'une entente officielle liant les deux gouvernements.

Photo gracieuseté de Husky Oil Operations Ltd

Navire d'approvisionnement canadien amarré dans le port de St-Jean (T.-N.)

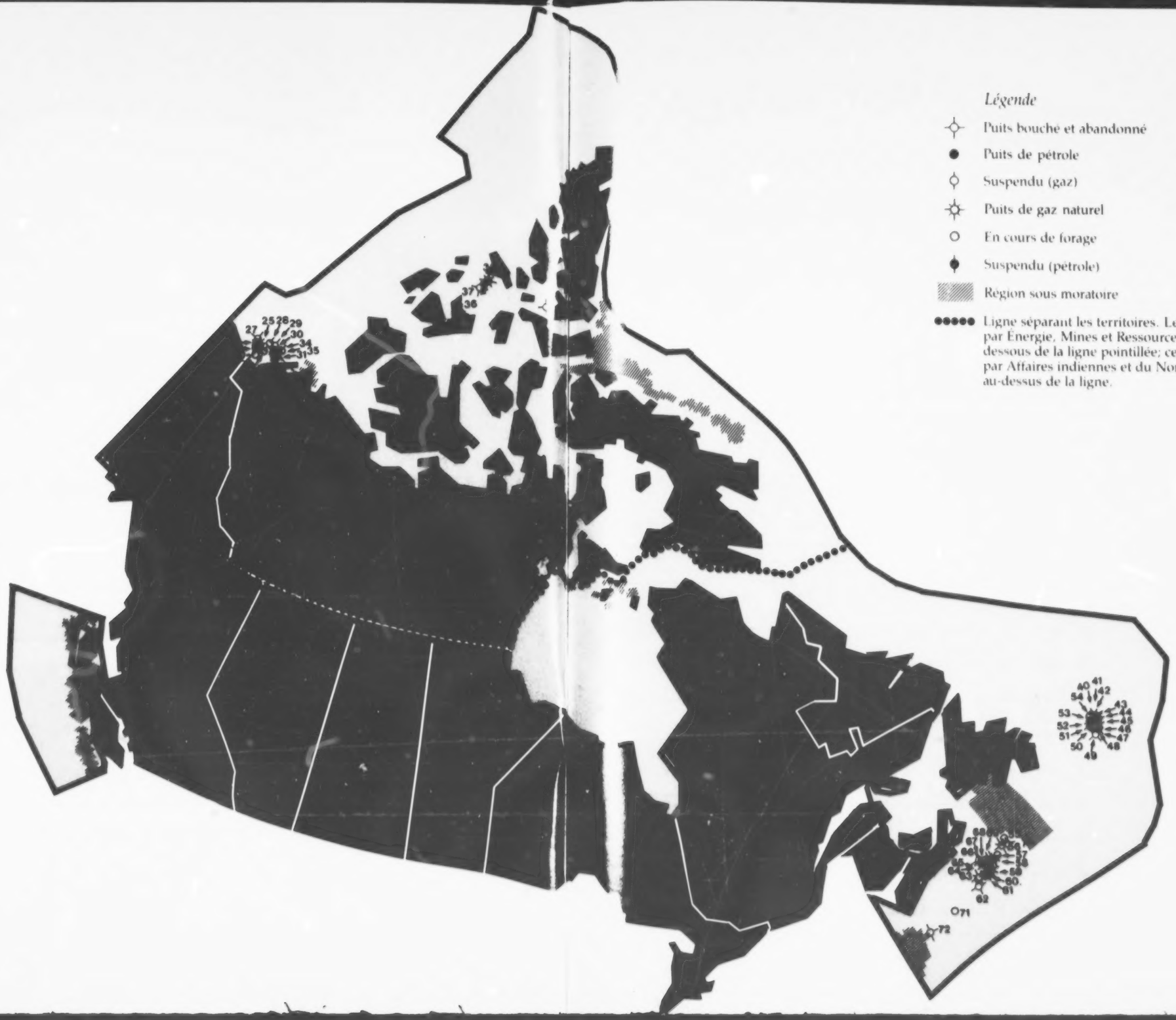
Différend au sujet des limites territoriales du golfe du Maine

Le 12 octobre 1984, une chambre de la Cour internationale de justice de La Haye, aux Pays-Bas, a communiqué sa décision concernant le différend entre le Canada et les États-Unis au sujet de la limite marine de la région du golfe du Maine. La chambre a défini le tracé d'une limite marine qui passerait au milieu de la zone réclamée par les deux parties. Selon le nouveau tracé de la limite marine, la section nord-est de la région du Banc Georges relèverait de la compétence du Canada.

Même si le Canada et les États-Unis ont effectué des forages dans la zone contestée, les parties avaient convenu de ne pas entreprendre d'activités d'exploration dans la région du Banc Georges jusqu'à ce que la Cour internationale fasse connaître sa décision. L'exploration commencera dans la zone canadienne du Banc Georges lorsque toutes les questions concernant les pêches et la protection de l'environnement auront été réglées.

RÉSUMÉ STATISTIQUE RÉGIONAL

Photo gracieuseté de Esso Ressources Canada Limitée



Légende

- Puits bouché et abandonné
- Puits de pétrole
- Suspendu (gaz)
- Puits de gaz naturel
- En cours de forage
- Suspendu (pétrole)
- Region sous moratoire
- Ligne séparant les territoires. Les territoires administrés par Énergie, Mines et Ressources Canada apparaissent au-dessous de la ligne pointillée; ceux qui sont administrés par Affaires indiennes et du Nord canadien figurent au-dessus de la ligne.

1. Exco et al Cameron River L-11
2. Home et al Kakisa River J-42
3. Home Silt Lake A-64
4. Northcor et al Trainor Lake N-25
5. Northcor et al Island River G-38
6. NSM Arrowhead J-69
7. Northcor et al Cormack I-19
8. Northcor et al Jackfish L-63
9. Forward et al Dahadinni J-66
10. NSM Bluefish A-49
11. NSM Mirror Lake O-33
12. Petro-Canada et al Morrow Creek J-71
13. Petro-Canada et al Hoosier Ridge N-22
14. Petro-Canada Sammons H-55
15. AT&S Carcajou D-05
16. Exco et al West Parkin D-54
17. Forward et al Camp M-61
18. Forward et al Aubry J-13
19. Forward et al Ewekka C-11
20. Esso PCI Home et al Tuk M-09
21. Esso PCI Home et al Nuna A-10
22. Esso Trillium Adgo H-29
23. Esso PCI Home et al Nipterk L-19
24. Esso Home et al Kadluk O-07
25. Gulf et al Tarsiut P-45
26. Gulf et al Pitsiulak A-05
27. Dome et al Natiak O-44
28. Dome et al Arluk E-90
29. Dome et al Siulik I-05
30. Gulf et al Akpak P-35
31. Gulf et al Amauligak J-44
32. Esso Home PCI et al Amerk O-09
33. Gulf et al Kogyuk N-67
34. Dome Nerlerk J-67
35. Dome et al Havik B-14
36. Panarctic Sherard Bay F-34
37. Panarctic et al Cisco M-22
38. Panarctic et al Skate C-59
39. Panarctic et al Buckingham B-69
40. Mobil et al Hibernia C-96
41. HBV et al Voyager J-18
42. HBV et al Trave E-78
43. HBV et al Whiterose N-22
44. HBV et al Archer K-19
45. PEX et al West Ben Nevis P-75
46. Petro-Canada et al Terra Nova K-18
47. Petro-Canada et al Terra Nova K-08
48. Canterra PCI et al Beothuk M-05
49. Canterra PCI et al Port-au-Port J-97
50. HBV et al North Ben Nevis P-93
51. Mobil et al South Mara C-13
52. Mobil et al Mara M-54
53. Mobil et al Hibernia K-14
54. HBV et al Conquest J-09
55. VBH et al Hesper P-52
56. Home et al Louisbourg J-47
57. Home et al Citadel H-52
58. Mobil et al Venture H-22
59. HBV et al Chebucto K-90
60. Shell PCI et al Glenelg E-58 & E58-A
61. Shell PCI et al Glenelg H-38
62. HBV et al Evangeline H-98
63. Shell PCI et al Alma F-67
64. Shell PCI et al South Desbarres O-76
65. Mobil et al West Venture N-91
66. Petro-Canada et al Dover A-43
67. Mobil et al West Venture C-62
68. Mobil et al West Venture B-92
69. Shell PCI et al Uniacke G-72
70. VBH et al South Griffin J-13
71. PEX Texaco et al Albatross B-13
72. PEX et al Bonnet P-23

Terres du Canada

	1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus	47	73	47	19
Programmes sismiques exécutés	65	84	90	70
Tirs sismiques (en km)	63 817	106 749	117 803	84 845
Autorisations de forage accordées	104	101	58	21
Puits commencés	120	95	55	23
Puits achevés	122	90	51	22
Mètres forés	241 298	187 969	120 673	94 364
Installations de forage en activité*	43*	36	31	20
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	132,1	175,5	219,4	102,7
Programmes de forage	2 052,6	1 751,3	1 204,5	975,9
Total	2 184,7	1 926,8	1 423,9	1 078,6
Réserves découvertes**				
Gaz (milliards de m³)	958,6	925,4	892,8	812,6
Pétrole (millions de m³)	408,6	478,5	469,2	413,9
Production de pétrole et de gaz				
Pointed Mountain Gaz (millions de m³)	194	147	218	351
Norman Wells Pétrole (milliers de m³)	175	172	176	173

* Cinq installations de forage en activité — Terre-Neuve et Nouvelle-Écosse

** Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures

Résultats importants

Activité d'exploration

	1981	1982	1983	1984
Puits complétés	22	24	33	33
Découvertes d'importance	7	9	5	11

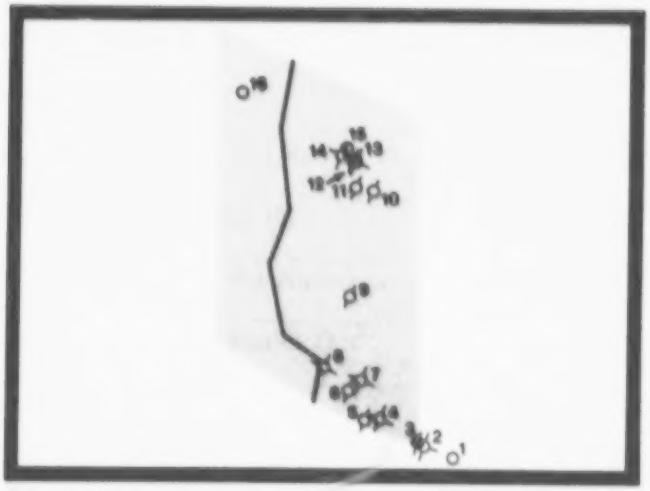
Inventaire des réserves

	Pétrole (milliards de barils)		Gaz (billions de pi³)	
	Découvertes	Potentielles	Découvertes	Potentielles
Terre-Neuve	1,01	10,9	5,1	45,4
Nouvelle-Écosse	0,11	2,0	0,43	23,4
Îles de l'Arctique	0,31	5,5	13,8	111,0
Beaufort-delta	1,10	9,2	9,9	76,0
du Mackenzie	0,33	0,6	0,8	11,0
Côte ouest	–	0,3	–	9,4
Baie d'Hudson	–	0,8	–	3,1
Total	2,57	29,3	33,8	279,3
Total	(0,41) (milliards de m³)	(4,7)	(0,96) (billions de m³)	(7,9)

* Les réserves découvertes ou potentielles ne sont pas nécessairement commerciales aux prix d'aujourd'hui

		1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus		7	27	0	7
Programmes sismiques exécutés		20	12	8	2
Tirs sismiques (en km)		3 371	2 720	3 300	325
Autorisations de forage accordées		71	62	34	4
Puits commencés		83	61	30	3
Puits achevés		84	60	29	2
Mètres forés	(dév.)	52 035	44 990	23 996	
	(exp.)	28 769	3 608	2 461	
Total		80 804	48 598	26 457	4 063
Installations de forage en activité		14	8	4	3
Dépenses des exploitants (en millions de $)					
Programmes sismiques		48,2	26,3	31,8	3,8
Programmes de forage	(dév.)	72,1	24,9	31,0	3,4
	(exp.)	49,5	12,5	21,0	0,0
Total		169,8	63,7	83,8	7,2
Réserves découvertes*					
Gaz (milliards de m³)		21,2	30,3	55,2	55,2
Pétrole (millions de m³)		52,3	44,2	44,3	40,0
Production de pétrole et de gaz					
Pointed Mountain Gaz (millions de m³)		194	147	218	351
Norman Wells Pétrole (milliers de m³)		175	172	176	173

* Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures.



Nom du puits	*Latitude longitude*	*Unité de forage*	*Début et fin des travaux*	*État du puits*	*Profondeur totale (en mètres)*
PCI Hoosier Ridge N-22	68° 21' 57" 127° 34' 49"	*Aco Lqutak # 7e*	84-01-31 84-04-06	Bouché et abandonné	1 095
Forward et al Camp M-61	67° 00' 56" 124° 13' 01"	*Mr. Ben*	84-01-03 84-01-30	Bouché et abandonné	1 143
Home et al Kakisa River J-42	60° 01' 43" 118° 38' 06"	*Hi Tower # 17*	84-02-10 84-03-12	Bouché et abandonné	1 750
Northcor et al Trainor Lake N-25	60° 14' 48" 120° 34' 52"	*Spartan 20*	84-02-05 84-03-27	Bouché et abandonné	2 314
Northcor et al Island River G-38	60° 07' 29" 121° 34' 10"	*Gulline MacLaren # 3*	84-02-14 84-04-01	Bouché et suspendu	2 446
NSM Bluefish A-49	64° 58' 14" 125° 52' 45"	*Peter Bawden # 1*	84-01-31 84-02-27 Reprise 84-12-08 84-12-19	Bouché et suspendu	1 303
Forward et al Ewekka C-11	67° 39' 58" 126° 33' 30"	*Mr. Ben*	84-02-15 84-03-11	Bouché et abandonné	1 340
Forward et al Dahadinni J-66	62° 35' 44" 124° 41' 57"	*Mr. Gary*	84-02-12 84-03-11	Suspendu	1 160*
NSM Arrowhead G-69	60° 38' 32" 122° 57' 00"	*Regent Rig 2*	84-02-13 84-03-30	Bouché et suspendu	2 300
Northcor et al Cormack I-19	60° 58' 45" 122° 32' 15"	*Spartan 21*	84-02-27 84-03-26	Bouché et abandonné	1 702
NSM Mirror Lake O-33	64° 52' 46" 126° 51' 17"	*Peter Bawden #1*	84-03-06 84-04-07	Bouché et suspendu	2 026
PCI Sammons H-55	65° 24' 28" 128° 24' 45"	*Aco Lqutak # 7e*	84-03-14 84-05-20	Bouché et abandonné	1 710
Forward et al Aubry J-13	67° 12' 37" 126° 47' 40"	*Mr. Ben*	84-03-18 84-04-08	Bouché et abandonné	1 330
Northcor et al Jackfish L-63	60° 52' 40" 124° 27' 57"	*Badger 20*	84-03-24 84-09-21	Bouché et abandonné	3 010
AT&S Carcajou D-05	65° 34' 13" 128° 16' 43"	*Kenting #33*	84-12-22	Forage	526
Esso et al West Parkin D-54	66° 13' 10" 137° 26' 10"	*Custom Drilling #94*	84-12-20	Forage	81
PCI et al Morrow Creek I-71	68° 20' 44" 127° 28' 42"	*Aco Lqutak # 7e*	84-12-05 84-12-26	Bouché et abandonné	1 050
Home et al Silt Lake A-64	60° 03' 17" 118° 56' 36"	*High Tower # 17*	83-12-29 84-02-04	Bouché et suspendu	1 833
Esso et al Cameron River L-11	60° 00' 38" 117° 03' 28"	*Arnco # 1*	84-12-23	Forage	358

* Forage suspendu jusqu'en 1985

	1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus	9	9	6	0
Programmes sismiques exécutés	13	9	10	11
Tirs sismiques (en km)	7 959	7 684	6 355	13 052
Autorisations de forage accordées	6	14	7	4
Puits commencés	6	11	7	4
Puits achevés	11	5	7	6
Mètres forés	31 682	37 381	23 580	29 055
Installations de forage en activité	11	9	8	6
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	27,2	28,1	18,3	20,8
Programmes de forage	786,4	629,8	600,0	540,0
Total	813,6	657,9	618,3	560,8
Réserves découvertes*				
Gaz (milliards de m^3)	279,5	286,5	254,8	246,5
Pétrole (millions de m^3)	130,4	133,0	111,3	93,2

* Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures.

Nom du puits	*Latitude, longitude*	*Unité de forage*	*Début et fin des travaux*	*État du puits*	*Profondeur totale (en mètres)*
Dome et al Aiverk 21-45	77°24'44" 133°42'21"	*Explorer IV* *Explorer I* *Explorer I*	82-11-01 Reprise 83-07-22 Reprise 84-07-27 84-10-11	Bouché et abandonné	5 034 QA
Dome et al Havik B-14	70° 20' 11" 132° 13' 05"	*Explorer III* *Explorer II* *Explorer II*	83-07-17 Reprise 84-10-06 Reprise 83-09-13 84-06-29	Bouché et suspendu	4 750
Dome et al Natiak O-44	70° 03' 57" 137° 13' 07"	*Explorer II* *Explorer I*	83-07-16 Reprise 84-09-25 84-08-30	Bouché et abandonné	4 650
Dome et al Siulik I-05	70° 24' 38" 134° 30' 40"	*Explorer IV* *Explorer IV*	83-07-25 Reprise 84-10-18 84-07-31	Bouché et abandonné	4 824
Dome et al Arluk E-90	70° 19' 23" 135° 26' 31"	*Explorer III* *Explorer III*	83-07-30 Reprise 84-10-23 84-08-01	Bouché et suspendu	4 300
Gulf et al Pitsiulak A-05	69° 54' 14" 136° 45' 35"	*Kulluk* *Kulluk*	83-08-22 Reprise 84-07-26 84-06-18	Bouché et abandonné	2 192
Gulf et al Amauligak J-44	70° 03' 31" 133° 42' 45"	*Kulluk* *Kulluk*	83-11-16 Reprise 84-09-23 84-07-29	Bouché et suspendu	4 002
Esso Home PCI et al Amerk O-09	69° 58' 56" 133° 30' 51"	*SCRI Esso # 7*	84-08-22	Essais	5 000
Gulf et al Tarsiut P-45 (Délimitation Tarsiut)	69° 54' 55" 136° 25' 04"	*Molikpaq*	84-09-25 84-12-24	Bouché et abandonné	3 042
Esso Trillium Adgo H-29 (Délimitation Adgo)	69° 28' 23" 135° 50' 21"	*Kenting 32*	84-09-27	Essais	3 314
Dome Nerlerk J-67 (Délimitation Nerlerk)	70° 26' 42" 133° 19' 29"	*Kulluk*	84-09-26 84-10-15	Suspendu	2 367*
Esso PCI Home et al Nipterk L-19	69° 48' 38" 135° 19' 53"	*Esso # 3*	84-10-83	Forage	
Gulf et al Akpak P-35	70° 14' 52" 134° 09' 22"	*Kulluk*	84-10-17 84-11-08	Suspendu	2 169*
Esso Home et al Kadluk O-07	69° 46' 48" 136° 01' 14"	*SCRI Esso #7*	83-09-25 84-04-24	Bouché et abandonné	3 896
Gulf et al Kogyuk N-67	70° 06' 50" 133° 19' 47"	*SSDC CBIR #2*	83-10-28 84-01-30	Bouché et abandonné	4 798
Esso PCI Home et al Tuk M-09	69° 18' 51" 133° 02' 06"	*Esso #2*	83-11-18 84-03-06	Bouché et abandonné	3 030
Esso PCI Home et al Nuna A-10	69° 09' 00" 133° 15' 04"	*Esso #3*	83-12-21 84-02-04	Bouché et abandonné	3 250

* Forage suspendu jusqu'en 1985.

	1984	*1983*	*1982*	*1981*
Accords d'exploration conclus	3	0	21	1
Programmes sismiques exécutés	1	2	6	7
Tirs sismiques (en km)	601	1 142	5 126	2 425
Autorisations de forage accordées	3	4	6	3
Puits commencés	3	4	7	6
Puits achevés	4	5	6	5
Mètres forés	11 007	12 087	18 987	14 712
Installations de forage en activité	4	4	6	3
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	4,6	6,2	15,6	9,1
Programmes de forage	64,0	67,8	122,5	59,5
Total	68,6	74,0	138,1	68,6
Reserves découvertes*				
Gaz (milliards de m^3)	390,1	372,8	379,5	326,5
Pétrole (millions de m^3)	49,3	76,1	47,7	42,0

* Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures

Nom du puits	*Latitude, longitude*	*Unité de forage*	*Début et fin des travaux*	*État du puits*	*Profondeur totale (en mètres)*
Panarctic Sherard Bay F-34	76° 13′ 22″ 108° 43′ 39″	*Polaris 10*	83-10-08 84-05-01	Bouché et abandonné	5 449
Panarctic et al Cisco M-22 (Délimitation Cisco)	77° 22′ 05″ 106° 10′ 54″	*Panarctic Rig C*	84-01-22 84-04-12	Bouché et abandonné	2 367
Panarctic et al Skate C-59 (Délimitation Skate)	77° 48′ 15″ 104° 51′ 28″	*Panarctic Rig B*	84-01-15 84-04-13	Bouché et abandonné	2 300
Panarctic et al Buckingham B-69	77° 08′ 02″ 91° 23′ 38″	*Panarctic Rig A*	84-02-17 84-05-14	Bouché et abandonné	2 772

	1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus	0	0	0	1
Programmes sismiques exécutés	2	2	1	0
Tirs sismiques (en km)	491	8 447	3 488	0
Autorisations de forage accordées	0	0	0	0
Puits commencés	0	0	0	0
Puits achevés	0	0	0	0
Mètres forés	0	0	0	0
Installations de forage en activité	0	0	0	0
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	1.1	7.0	6.3	0
Programmes de forage	0	0	0	0
Réserves découvertes				
Gaz (milliards de m^3)	0	0	0	0
Pétrole (millions de m^3)	0	0	0	0

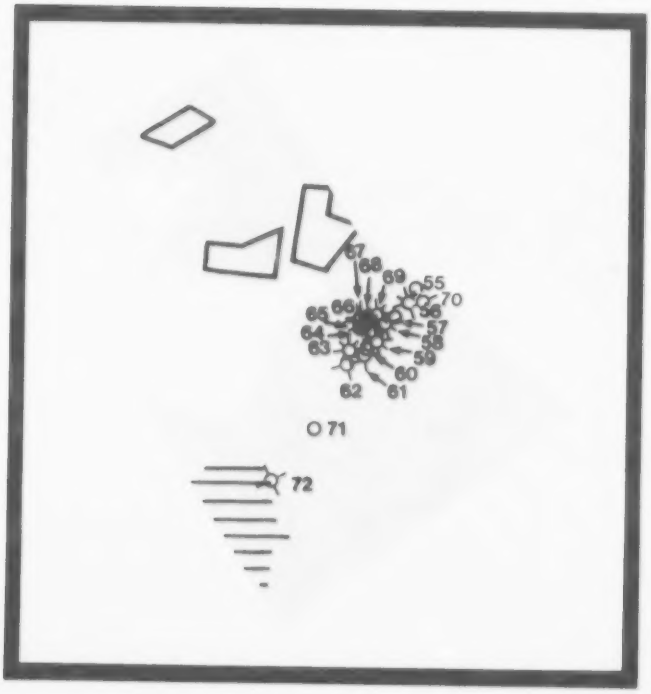
	1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus	13	32	0	0
Programmes sismiques exécutés	12	21	33	34
Tirs sismiques (en km)	27 808	48 261	61 411	41 874
Autorisations de forage accordées	13	9	5	8
Puits commencés	12	7	5	8
Puits achevés	10	9	4	8
Mètres forés	46 759	29 815	23 105	38 540
Installations de forage en activité*	9	9	7	6
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	27,8	57,4	71,6	43,8
Programmes de forage	485,9	436,9	210,0	308,0
Total	513,7	494,3	281,6	351,8
Réserves découvertes**				
Gaz (milliards de m^3)	145,2	126,7	124,0	124,0
Pétrole (millions de m^3)	159,9	211,5	257,5	230,5

* Cinq installations de forage en activité — Terre Neuve et Nouvelle-Ecosse en 1984.
** Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures.

Nom du puits	*Latitude, longitude*	*Unité de forage*	*Début et fin des travaux*	*État du puits*	*Profondeur totale (en mètres)*
Petro-Canada et al Corte Real P-85	56° 04' 49" 58° 12' 09"	*Pacnorse I*	81-10-05		
		Neddrill II	Reprise 82-07-12		
		Neddrill II	Reprise 83-07-23		
		Neddrill II	Reprise 84-08-04	Bouché et abandonné	4 395
Mobil et al Hibernia C-96 (Délimitation Hibernia)	46° 45' 11" 48° 44' 36"	*West Venture*	84-01-21 84-07-14	Bouché et suspendu	4 420
Husky–Bow Valley et al Voyager I-18	46° 27' 30" 48° 17' 02"	*Sedco 706*	84-02-26 84-06-11	Bouché et abandonné	3 743
Mobil et al South Mara C-13	46° 42' 04" 48° 32' 18"	*John Shaw*	84-03-21 84-10-18	Bouché et abandonné	5 034
Canterra PCI et al Port-au-Port J-97	46° 16' 38" 48° 44' 07"	*Sedco 710*	84-06-11 84-07-18	Bouché et abandonné	2 700
Husky–Bow Valley et al Archer K-19	46° 38' 43" 48° 02' 18"	*Boadrill III*	84-06-26 84-12-15	Bouché et abandonné	4 299
Husky–Bow Valley et al Whiterose N-22	46° 51' 48" 48° 03' 56"	*Sedco 706*	84-06-27 85-01-04	Bouché et abandonné	4 628
Petro-Canada et al West Ben Nevis B-75 (Délimitation Ben Nevis)	46° 34' 01" 48° 26' 04"	*Boadrill I*	84-07-18	Forage	3 922
Petro-Canada et al Terra Nova K-18 (Délimitation Terra Nova)	46° 27' 44" 48° 32' 31"	*Sedco 710*	84-07-18 84-11-21	Bouché et abandonné	3 925
Mobil et al Mara M-54	46° 43' 48" 48° 38' 43"	*John Shaw*	84-10-21	Forage	
Canterra PCI et al Beothuk M-05	46° 24' 48" 48° 31' 14"	*Vinland*	84-11-06	Forage	
Mobil et al Hibernia K-14 (Délimitation Hibernia)	46° 43' 40" 48° 47' 36"	*West Venture*	83-08-09 84-01-15	Bouché et suspendu	4 462
Husky–Bow Valley et al Trave E-87	46° 56' 18" 47° 58' 10"	*John Shaw*	83-11-12 84-03-18 Reprise 84-06-15 84-06-26	Bouché et abandonné	3 985
Husky–Bow Valley et al Conquest J-09	47° 08' 35" 48° 15' 45"	*Boadrill II*	84-11-13	Forage	
Husky–Bow Valley et al N. Ben Nevis P-93	46° 42' 49" 48° 28, 24"	*Boadrill III*	84-12-18	Forage	
Petro-Canada et al Terra Nova K-08	46° 27' 32" 48° 30' 60"	*Sedco 710*	84-07-18 84-11-21	Bouché et abandonné	4 500

	1984	1983	1982	1981
Accords d'exploration conclus	15	3	20	10
Programmes sismiques exécutés	17	38	32	16
Tirs sismiques (en km)	21 587	38 495	35 923	27 169
Autorisations de forage accordées	11	12	6	2
Puits commencés	14	12	6	2
Puits achevés	13	11	5	1
Mètres forés	71 046	60 088	28 344	7 984
Installations de forage en activité	10	9	6	2
Dépenses des exploitants (en millions de $)				
Programmes sismiques	23.2	30.3	43.8	23.2
Programmes de forage	594.7	579.4	220.0	67.0
Total	617.9	629.9	263.8	90.2
Réserves découvertes**				
Gaz (milliards de m³)	122.6	108.7	79.3	60.4
Pétrole (millions de m³)	16.7	13.7	8.2	8.2

* Comprend le golfe du Saint-Laurent et la baie de Fundy.
** Meilleures estimations disponibles, comprenant les révisions au titre des découvertes antérieures.



Nom du puits	*Latitude longitude*	*Unité de forage*	*Début et fin des travaux*	*État du puits*	*Profondeur totale (en mètres)*
Shell Petro-Canada et al Umiache G-72	44 11' 28" 59 41' 10"	*Vinland*	83-05-09 84-04-04	Bouché et abandonné	5 735
Mobil et al Venture H-22 (Delimitation Venture)	44 01' 24" 59 33' 06"	*Zapata Scotian*	83-07-26 84-04-16	Bouché et abandonné	5 044
Home et al Louisbourg I-47	44 26' 43" 58 21' 26"	*Glomar Labrador I*	83-11-25 84-10-13	Bouché et abandonné	5 043
Shell PCI et al Alma E-67	43 36' 18" 60 39' 36"	*Sedco 709*	83-12-02 84-07-05	Bouché et abandonné	5 034
Husky–Bow Valley et al Chebucto K-90	43 39' 45" 59 42' 52"	*Bosdrill II*	84-01-06 84-08-02	Bouché et abandonné	5 235
Bow Valley–Husky et al South Griffin I-13	44 22' 38" 58 01' 55"	*Rosean Gorilla I*	84-01-08 84-08-20	Bouché et abandonné	5 911
Petro-Canada et al Bonnet P-23	42 22' 49" 65 03' 02"	*Bosdrill I*	84-01-14 84-04-04	Bouché et abandonné	4 336
Husky–Bow Valley et al Evangeline H-98	43 17' 27" 60 38' 31"	*Bosdrill III* *Bosdrill II*	84-03-27 84-06-16 Reprise 84-08-03 84-11-01	Bouché et suspendu Bouché et abandonné	3 364 5 044
Shell PCI et al South Desbarres O-76	44 05' 36" 59 55' 59"	*Vinland*	84-04-16 84-10-13	Bouché et abandonné	6 039
Petro-Canada et al Dover A-43	44 22' 09" 60 06' 09"	*Bosdrill I*	84-04-17 84-07-10	Bouché et abandonné	4 525
Mobil et al West Venture N-91	44 00' 46" 59 44' 27"	*Zapata Scotian*	84-04-19	(Opérations de contrôle du puits)	5 547
Mobil et al West Venture C-62	44 01' 04" 59 40' 00"	*Rosean Iuneau*	84-05-19	Forage	5 252
Shell PCI et al Glenelg E-58 & E-58A*	43 37' 18" 60 08' 52"	*Sedco 709*	84-07-07 84-10-20	Bouché et abandonné	4 192
Bow Valley–Husky et al Hesper P-52	44 41' 56" 57 52' 46"	*Rosean Gorilla I*	84-08-22	Forage	5 831
Mobil et al West Venture B-92	44 01' 08" 59 44' 59"	*Glomar Labrador I*	84-10-24 84-12-12	Bouché et abandonné	722
Shell PCI et al Glenelg H-38	43 37' 20" 60 04' 49"	*Sedco 709*	84-10-26	Forage	4 624
PEX Texaco et al Albatross B-13	42 42' 11" 63 02' 15"	*Sedco 710*	84-12-13	Forage	4 125
Home et al Citadel H-52	44 11' 25" 58 52' 40"	*Glomar Labrador I*	84-12-18	Forage	928

* Déviation du puits original E-58

Bureaux de l'APGTC

Région	*Adresse postale*	*Adresse*	*N° de téléphone*	*N° de télex*	*N° de télécopieur*
Administration centrale	Tour B 15e étage 355, chemin River VANIER (Ontario) K1A 0E4	Tour B 14e étage 355, chemin River VANIER (Ontario)	(613) 993-3761	053-4366	993-9667
Maritimes	2000, rue Barrington Pièce 102 HALIFAX (N.-É.) B3J 3K1	Carre Scotia Tour Cogswell 2000, rue Barrington Pièce 102 HALIFAX (N.-É.)	(902) 426-8570	019-23632	426-5233
	C.P. 1006 DARTMOUTH (N.-É.) B2Y 4A2	Institut océanographique de Bedford DARTMOUTH (N.-É.)	(902) 426-3179 426-2525	—	—
Terre-Neuve et Labrador	140, rue Water 3e étage ST. JEAN (Terre-Neuve) A1C 6H6	140, rue Water 3e étage ST. JEAN (Terre-Neuve)	(709) 772-2123	016-4031	772-2127
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 YELLOWKNIFE (T.N.-O.) X1A 2R3	Immeuble Ballanca 4914, 50e Rue 6e étage YELLOWKNIFE (T.N.-O.)	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
	C.P. 2020 INUVIK (T.N.-O.) X0E 0T0		(403) 979-3336	034-44541	979-2080
Ouest	C.P. 2638 Succursale «M» CALGARY (Alberta) T2P 3C1	220, 4e Avenue Sud-Est Pièce 482 CALGARY (Alberta)	(403) 231-3631	—	—